

CNE Nicaragua

Desarrollo de una Estrategia y Plan de
Acción para el Sector Eléctrico

Bajo el Auspicio de la USAID - Agencia de
los EE.UU. para el Desarrollo Internacional

Octubre de 2003

CNE Nicaragua

Desarrollo de una Estrategia y Plan de
Acción para el Sector Eléctrico

Bajo el Auspicio de la USAID - Agencia de
los EE.UU. para el Desarrollo
Internacional

Octubre de 2003

© PA Knowledge Limited 2003

PA Government Services Inc.
1750 Pennsylvania Avenue, NW
Suite 1000
Washington, DC 20006, EE.UU.
Tel: +1 202 442 2000
Fax: +1 202 442 2001

Cerrito 866 Piso 6
Buenos Aires (1336), Argentina
Tel: +54 11 4813 9898
Fax: +54 11 4811 9855

www.paconsulting.com

Versión: 1.0

PREFACIO

Este documento se enmarca en la Asistencia Técnica prestada por PA Government Services Inc. a la Comisión Nacional de Energía de Nicaragua, financiada por la Office of Energy & Information Technology, Bureau for Economic Growth, Agriculture, & Trade, de USAID, Agencia de los EE.UU. para el Desarrollo Internacional. Este documento de trabajo será distribuido a todas las entidades públicas y privadas involucradas en el sector eléctrico del país, incluyendo los agentes del mercado, los ONG's, y los organismos multilaterales y bilaterales hacia fomentar una discusión y definición de prioridades y acciones entre todos los "stakeholders" y poder lograr un consenso que se utilizaría de base en el desarrollo e implementación del Plan Estratégico que se estaría desarrollando posteriormente.

El informe "Lineamientos para el Desarrollo Integral del Sector Eléctrico" presentado a la CNE en octubre de 2002, tenía por objeto crear un instrumento de discusión para iniciar el proceso de definición de lineamientos y/o criterios de una estrategia integral para el desarrollo del sector eléctrico Nicaragüense. En este sentido, este documento es un desarrollo posterior de ese primer instrumento de discusión, realizando un análisis más sistemático y presentando los desafíos, problemas clave y las recomendaciones estratégicas para enfrentarlos, así como un conjunto de acciones específicas asociadas a estas recomendaciones.

Su finalidad principal es conformar un documento de base, que reúne y analiza la información disponible, identifica los problemas clave agrupados de acuerdo a los desafíos de mayor relevancia, para luego avanzar en la elaboración de recomendaciones y un conjunto de acciones específicas que, luego de consensuados y analizados por los equipos técnicos del organismo, permitan el desarrollo de un Plan Estratégico del Sector y un Plan de Acción de la CNE para desenvolverse en el ámbito de su competencia.

Asimismo, será necesario iniciar un proceso de legitimación y construcción de compromisos, es decir, obtener el apoyo activo de distintas instituciones, actores o grupos que vean al Plan Estratégico como deseable y beneficioso y se comprometan a actuar para alcanzar los objetivos establecidos y estrategias trazadas.

INDICE

1. Introducción	1-1
2. Analisis del mercado electrico	2-1
2.1 Situación socioeconómica del país	2-1
2.2 Demanda eléctrica nacional	2-1
2.2.1 Consumo de energía e índice de electrificación	2-1
2.2.2 Evolución de la demanda	2-3
2.2.3 Número de usuarios	2-5
2.2.4 Intensidad eléctrica	2-5
2.3 Oferta electrica nacional	2-6
2.4 Balance de oferta y demanda	2-7
2.4.1 Producción de energía	2-8
2.4.2 Transacciones internacionales	2-9
3. Cambios estructurales en el sector	3-1
3.1 Razones y finalidades comunes de la reforma en la región	3-1
3.2 La reforma en Nicaragua	3-1
3.3 Mercado electrico regional	3-4
4. Tendencias del mercado eléctrico	4-1
4.1 Macro- escenario 1: desarrollo aislado	4-1
4.2 Macro-escenario 2: integración regional	4-2
5. Desafios, problemas clave y recomendaciones	5-1
5.1 Fortalecimiento institucional y mejoramiento de las condiciones de aplicación y acatamiento de la regulación vigente	5-1
5.1.1 Problemas clave	5-2
5.1.2 Recomendaciones	5-5
5.2 Atracción de capitales para el financiamiento de la expansión	5-6
5.2.1 Problemas clave	5-7
5.2.2 Recomendaciones	5-9
5.3 Ampliación del acceso de la energía eléctrica a toda la población	5-10
5.3.1 Problemas clave	5-10
5.3.2 Recomendaciones	5-13
5.4 Diversificación de las fuentes de generación eléctrica	5-15
5.4.1 Problemas clave	5-16
5.4.2 Recomendaciones	5-19
5.5 Integración de un mercado eléctrico regional	5-20
5.5.1 Problemas clave	5-20

5.5.2	Recomendaciones	5-22
5.6	Eficiencia Energética	5-23
5.6.1	Problemas clave	5-23
5.6.2	Recomendaciones	5-23
6.	Plan de acción	6-1
6.1	Introducción	6-1
6.2	Elementos del proceso de implementación	6-1
6.2.1	Tareas orientadas a la implementación	6-2
6.2.2	Desarrollo de capacidades estratégicas de gestión	6-3
6.2.3	Herramientas de implementación	6-3
6.2.4	Reglas guía de la industria	6-4
6.3	Mandato legal de la CNE	6-5
6.4	Fortalecer las instituciones del sector	6-6
6.4.1	Objetivo	6-6
6.4.2	Acciones	6-6
6.5	Promover la inversión privada	6-8
6.5.1	Objetivo	6-8
6.5.2	Acciones	6-8
6.6	Extender el acceso a la energía eléctrica	6-11
6.6.1	Objetivo	6-11
6.6.2	Acciones	6-11
6.7	Diversificar las fuentes de generación eléctrica	6-14
6.7.1	Objetivo	6-14
6.7.2	Acciones	6-14
6.8	Impulsar la integración eléctrica regional	6-16
6.8.1	Objetivo	6-16
6.8.2	Acciones	6-16
6.9	Promover la eficiencia energética	6-18
6.9.1	Objetivo	6-18
6.9.2	Acciones	6-18
6.10	Síntesis de objetivos, acciones y actividades	6-19

ANEXO: Bibliografía

1. INTRODUCCIÓN

Establece la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) que la Comisión Nacional de Energía (CNE), tendrá entre sus funciones principales preparar, revisar y evaluar periódicamente el plan estratégico del sector energía. Las resoluciones que emita la Comisión, relativas a la estrategia de desarrollo del sector energético, serán sometidas a la consideración del Presidente de la República y, una vez sancionadas, se publicarán en dos periódicos de circulación nacional y en la Gaceta, Diario Oficial de la República.

El documento que aquí se presenta tiene por finalidad servir de documento de base para el desarrollo de Plan Estratégico para el Sector Eléctrico de Nicaragua y un Plan de Acción de la CNE, en el marco de las funciones definidas en la Ley Eléctrica del país, como parte de la asistencia técnica desarrollada por PA Government Services Inc. a dicho organismo, bajo el auspicio de USAID, Agencia de los EE.UU. para el Desarrollo Internacional.

El planeamiento estratégico es un elemento central del mandato legal de la CNE. Su rol es asegurar que los programas y actividades de la CNE se orienten a conseguir los objetivos de largo plazo del sector y de la misma Comisión. Los beneficios esperados incluyen:

- Establecer consensos básicos sobre los objetivos y prioridades de la organización y del sector en su conjunto
- Proveer las bases para la elaboración de planes operativos, adecuar la estructura organizacional de la CNE y la asignación de recursos
- Definir las bases para establecer resultados y evaluar su desempeño

Un Plan Estratégico exitoso será aquel que provea una visión y los cursos de acción para que la organización dirija sus esfuerzos a realizar los intereses de largo plazo del país. Si no se establece un vínculo efectivo entre el Plan Estratégico y las decisiones operativas, las acciones serán sólo reactivas, gobernadas por la crisis de corto plazo y el status-quo.

La reciente crisis desatada en el sector eléctrico del país por el tratamiento y aprobación de un proyecto de ley que modifica las leyes regulatorias básicas del sector es un buen ejemplo de lo que no debería ocurrir: cambios de ley repentinos y sorpresivos, originados fuera de los organismos especializados, generando confusión, políticas aisladas y ajenas al contexto técnico y, sobre todo, causando incertidumbre sobre el comportamiento futuro de la regulación y las inversiones.

Por medio de la elaboración, implementación, revisión y monitoreo del Plan Estratégico, se espera que la CNE pueda desarrollar la capacidad de actuar con anticipación y en forma proactiva – y no sólo reactiva y concentrada en las urgencias críticas del presente. La CNE deberá estar preparada para atender las urgencias de hoy – tales como, por ejemplo, los problemas financieros puestos de manifiesto recientemente por las empresas distribuidoras - aunque fundamentalmente deberá ser capaz de identificar y estar preparada para lo que será crítico en el futuro. Para el primer aspecto deberá contar con capacidades operativas de evaluación y monitoreo, mientras que para el segundo de los aspectos señalados, deberá desarrollar capacidades más intangibles, como el liderazgo, la capacidad de fijar la agenda del sector y de imaginar el futuro.

El objeto del documento es presentar un análisis del sector eléctrico del país, los cambios estructurales operados en el sector y el proceso de reforma emprendido, las tendencias del mercado y sus posibles escenarios futuros, como base de análisis que permita la consideración de los desafíos y problemas clave que enfrenta hoy el sector y las opciones estratégicas asociadas a los desafíos planteados, que se presentan a continuación.

Resulta indudable que toda estrategia integral del sector eléctrico debe comenzar con un análisis de los principales indicadores de la industria. En este sentido, los capítulos dos, tres y cuatro se centran en una descripción de los elementos primordiales que caracterizan la situación actual del sector, con una breve referencia a sus escenarios futuros. El capítulo dos presenta un análisis del mercado eléctrico en Nicaragua, en sus tres aspectos básicos: oferta, demanda y balance de oferta y demanda, precedido de un breve resumen de la situación socioeconómica del país. El capítulo tres es una descripción de los principales cambios estructurales ocurridos en el sector en los últimos años, buscando ubicar el proceso de reforma operado en el país en el contexto de los procesos ocurridos en la región. Por su parte, el capítulo cuatro toma los escenarios futuros analizados en el Plan Indicativo elaborado por la CNE para presentar las posibles tendencias del mercado eléctrico nacional, atendiendo a los avances operados en el proceso de integración eléctrica regional.

Sobre la base de este análisis, el capítulo cinco presenta los que se consideran los seis grandes desafíos que enfrenta el sector eléctrico del país, vinculando estos desafíos a los problemas clave identificados y las recomendaciones orientadas a su resolución, con el objetivo de alcanzar un sector sustentable en sus aspectos económicos, financieros, sociales y políticos.

Por último, el capítulo seis presenta un borrador de Plan de Acción asociado a las recomendaciones propuestas.

2. ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO

En este capítulo se presenta en primer lugar un breve resumen de la situación socioeconómica del país, seguido de un análisis del mercado eléctrico en Nicaragua, en sus tres aspectos básicos: demanda, oferta y balance oferta y demanda.

2.1 SITUACIÓN SOCIOECONÓMICA DEL PAÍS

Nicaragua posee el Producto Interno Bruto por habitante más bajo de Centroamérica, alcanzando los US\$ 482.4 en el año 2000, a diferencia de los US\$ 1,522.7 correspondiente a la media de la región, y considerablemente por debajo de los US\$ 710.0 correspondiente a Honduras, país que le sigue en la escala¹.

El 70% de la población de Nicaragua es pobre, correspondiendo 64% a la población urbana y 77% a la población rural, mientras que el nivel de indigencia alcanza al 45%, cifras sólo superadas por Honduras, cuyo índice de pobreza asciende al 80% y el de indigencia al 57%.

Por su parte, el índice de desarrollo humano de Nicaragua, pese a su bajo valor de PIB por habitante, resulta muy similar al de Guatemala y ligeramente superior al de Honduras, dado por el mayor gasto social relativo por parte del gobierno.

La tasa de crecimiento demográfico alcanza junto con Honduras los valores más altos de la región, ascendiendo al 2.7 % anual en el quinquenio 1995-2000 para Nicaragua, y 2,8% anual en el caso de Honduras.

Nicaragua es el segundo país de la región de menor densidad de población, ligeramente por encima de Panamá (39.0 y 37.8 hab./Km² respectivamente), mientras que la media de Centroamérica es 78.6 hab./Km².

La población urbana en el país alcanza al 55.3 % de la población, contra 44.7% de población rural, siendo los valores para Centroamérica 47.9% y 52.1% respectivamente, lo cual muestra un grado de urbanización relativamente mayor que la media de la región

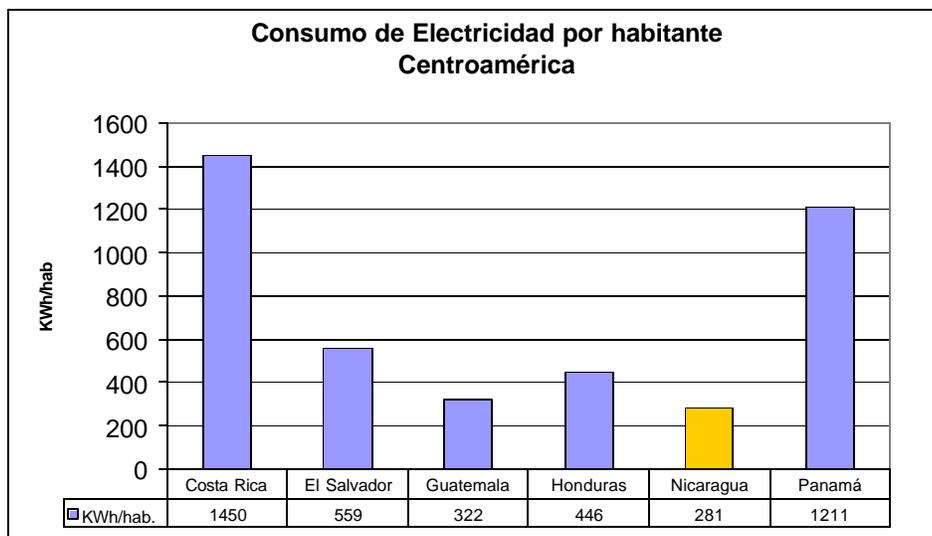
2.2 DEMANDA ELÉCTRICA NACIONAL

2.2.1 Consumo de energía e índice de electrificación

Nicaragua presenta el menor consumo de electricidad por habitante de la región (281 KWh/hab.)², ubicándose significativamente debajo de la media de Centroamérica (711 KWh/hab.) y muy por debajo del consumo de América Latina y el Caribe en su conjunto (2,300 KWh/hab.). Estos valores se ubican, además, muy distantes de los consumos por habitante de Europa (6,000 KWh/hab.) o Estados Unidos (12,000 KWh/hab.).

¹ CEPAL, Indicadores sociales básicos de la subregión norte de América Latina y el Caribe, Edición 2002

² Cociente entre el consumo total de energía eléctrica del país y el número de habitantes, por año.



Fuente: PNUD, *Informe sobre Desarrollo Humano, 2001*.

Esta situación dista mucho de ser homogénea en América Latina, donde un primer grupo de países conformado por Argentina, Brasil, México y Venezuela consumen el 79% de la energía eléctrica. En Centroamérica, Costa Rica y Panamá se diferencian del resto, El Salvador y Honduras ocupan un lugar intermedio, mientras que el consumo de Nicaragua sólo es comparable con el de Guatemala.

Esta circunstancia se corresponde con el índice de electrificación, que mide el porcentaje de hogares abastecidos con energía eléctrica. En efecto, el índice de electrificación de Nicaragua es el más bajo de Centroamérica (46.8%)³, que registra una media de 71.8%, muy por debajo del índice que registra América Latina, región que presenta en su conjunto el mejor índice de cubrimiento de electricidad del mundo en desarrollo (84%).

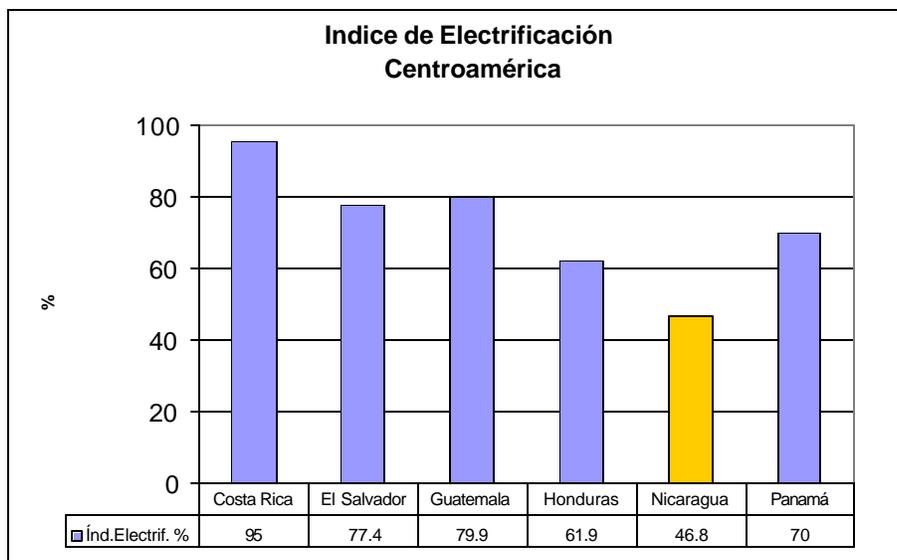
NICARAGUA: INDICE DE ELECTRIFICACIÓN EVOLUCION RECIENTE

	Población Miles	Habitante vivienda	Total viviendas Miles	Clientes residenciales Miles	Indice de electrificación (%)
1985	3400	6.2	548.5	256.4	46.8
1990	3824	6.2	620.7	277.5	44.7
1995	4427	5.9	749.0	357.9	47.8
1996	4549	5.9	776.2	373.7	48.1
1997	4674	5.8	804.5	391.2	48.6
1998	4803	5.8	831.0	400.4	48.2
1999	4936	5.8	856.9	401.7	46.9
2000	5072	5.8	880.5	406.4	46.2
2001	5205	5.8	903.6	422.6	46.8

Fuente: CEPAL, *Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2001*

³ Si bien no cuenta hoy con datos oficiales para el año 2002, la CNE estima que el índice de electrificación nacional es hoy del orden del 49%.

En los procesos de reforma del sector operados en Centroamérica, solamente Guatemala contempló mecanismos decididos y efectivos para apoyar y financiar la electrificación rural, lo que le ha permitido ampliar muy significativamente su nivel de electrificación. El Salvador y Panamá han seguido con ritmos similares a los observados en años anteriores, con lo cual han alcanzado niveles de electrificación de 77.4 % y 70%, respectivamente. Preocupante es la situación de Nicaragua, que ha presentado un estancamiento en el coeficiente de cobertura eléctrica. A esta situación se suman los muy escasos avances de los concesionarios del servicio de distribución en la regularización de usuarios informales del servicio.

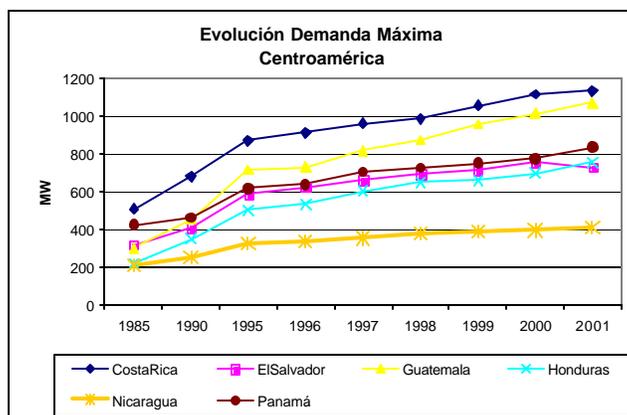
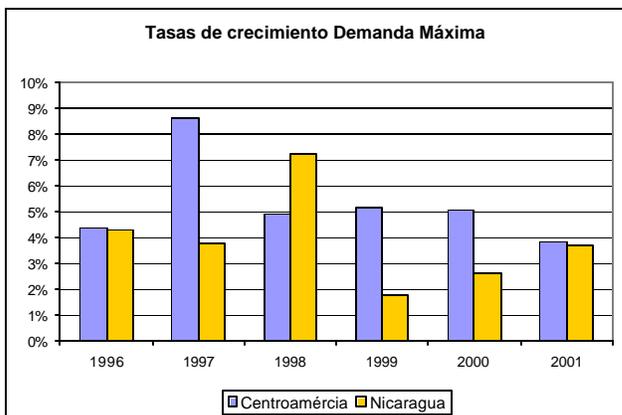


Fuente: CEPAL, *Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico*, 2001

2.2.2 Evolución de la demanda

Nicaragua ha presentado en los últimos años un aumento de la demanda por debajo del resto de los países de la región, alcanzando una tasa promedio de 3.9% contra 5.3% para Centroamérica en el período 1995 a 2001.

Si se observa un período más extenso - de 1985 a 2001 - se puede observar el mismo resultado, siendo la tasa media de la región de 5.9% para el período, mientras que para Nicaragua la tasa solo alcanza el 4.2% anual.



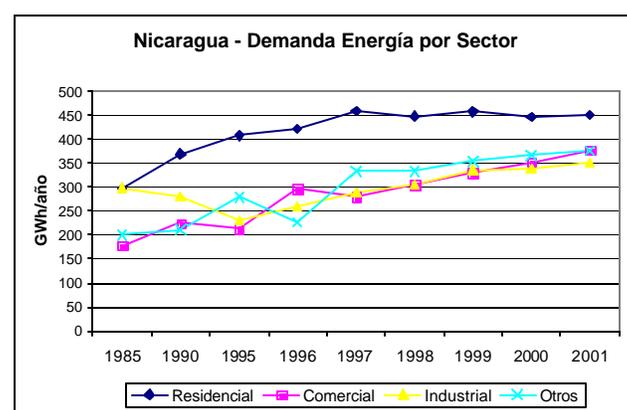
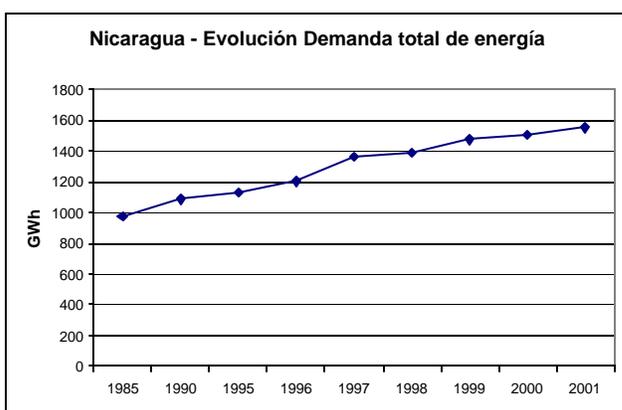
Fuente: CEPAL, *Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico*, 2001

En el año 1985 Honduras y Nicaragua mostraban la misma demanda máxima. Desde entonces la demanda de Honduras ha crecido hasta ubicarse entre la de El Salvador y Panamá, mientras que la tasa de crecimiento de Nicaragua ha resultado en una expansión de la demanda sensiblemente menor.

Dado que Nicaragua posee los niveles de demanda más bajos de la región y que también ha presentado históricamente las más bajas tasas de crecimiento, la brecha entre Nicaragua y el resto de los países de la región tiende a aumentar.

La evolución de la demanda total de energía ha seguido en general la tendencia de la carga máxima, observándose no obstante una mejora en el factor de carga de la demanda, que muestra una tendencia a elevarse desde 1995 en adelante.

Mientras que la evolución de la demanda discriminada por tipo de consumo muestra una meseta en la evolución del consumo residencial a partir de 1997, el resto de los consumos presenta un aumento sostenido desde entonces.



Fuente: CEPAL, *Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico*, 2001

2.2.3 Número de usuarios

El número de usuarios residenciales en Nicaragua creció desde 1985 hasta 2001 a una tasa del 3.2 %, cifra apenas más alta que la tasa de crecimiento de la población, que para el quinquenio 1995-2000 se estimó en 2.7%. Por tal razón, gran parte del aumento número de usuarios corresponde al crecimiento vegetativo de la población.

En efecto, dado que el número de habitantes por vivienda ha disminuido desde 1985, se puede comprobar que el aumento del número de usuarios residenciales se corresponde con el número de nuevas viviendas construidas.

A pesar de que la demanda de energía residencial se ha estancado desde 1997, el número de usuarios ha subido levemente en esos años, lo que permiten concluir que ha habido una disminución del consumo residencial por usuario de aproximadamente un 9% (de 1173 KWh/usuario/año a 1065 KWh/usuario/año). Por el contrario, los consumos industriales y comerciales se han incrementado en 1% y 8% respectivamente.

2.2.4 Intensidad eléctrica

La Intensidad Eléctrica es un indicador que relaciona la cantidad de energía eléctrica consumida versus el Producto Interno Bruto del país. Su evolución permite determinar cuán eficiente ha sido el uso de la energía por cada dólar de valor agregado que se produce en un país.

En Nicaragua, la intensidad eléctrica ha tenido un comportamiento similar en los últimos años con valores promedios de 61 mWh/10⁶ de dólares de PIB. Este comportamiento indica que el uso de la electricidad no incluye un componente importante de eficiencia ya que el incremento en el valor de las actividades económicas del país es casi directamente proporcional al incremento en el consumo de electricidad.

Nicaragua: Intensidad electrica, Evolucion reciente

Años	kWh	PIB millones US\$ 80	Intensidad Eléctrica mWh/millón US\$ PIB 80
1995	1,198,000,000	19,518.3	61.38
1996	1,204,732,300	20,449.9	58.91
1997	1,361,901,600	21,494.0	63.36
1998	1,393,664,793	22,367.7	62.31
1999	1,481,125,858	24,031.2	61.63
2000	1,513,795,012	25,448.5	59.48
2001	1,581,690,129	26,251.4	60.25

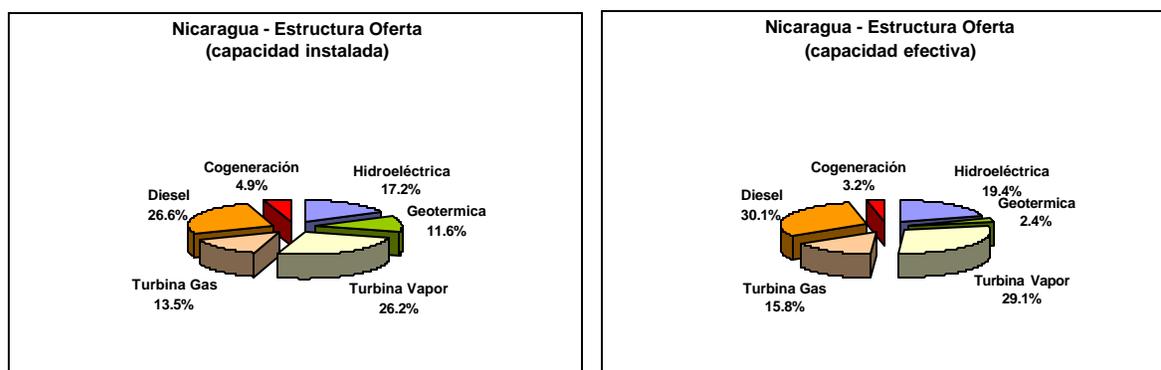
Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas del Banco Central de Nicaragua e INE.

2.3 OFERTA ELECTRICA NACIONAL

Con relación a la evolución de la oferta durante los últimos años se puede indicar que:

- La capacidad instalada en generación hidráulica y geotérmica, que constituyen recursos renovables, se ha mantenido constante.
- Desde 1996 en adelante se ha registrado una considerable expansión del parque de generación de otros tipos, especialmente motores diesel, aunque también de equipos de cogeneración y turbinas de gas y una ligera disminución de la capacidad de las centrales de vapor
- Todo el crecimiento de la demanda ha sido atendido con equipos convencionales térmicos, ya sean motores diesel o turbinas de gas.

La actual estructura de la oferta, por tipo de recurso se muestra en el gráfico siguiente:



A partir de esta información de capacidad instalada se puede concluir:

- Los recursos renovables alimentan al 28% de los equipos de generación en comparación con el 41% de participación de este tipo de equipos en el resto de Centroamérica.
- La capacidad hidroeléctrica (17.2%) es sustancialmente inferior a la media centroamericana (36.3%), como también a la media de América Latina, región caracterizada por la importancia de sus recursos hidroeléctricos.
- La proporción de capacidad instalada de generación de origen geotérmico es superior a la media regional⁴, al igual que en el caso de los equipos de cogeneración.

⁴ Aunque matizado por el hecho de que la capacidad instalada es muy superior a la capacidad efectiva.

Con relación al potencial de los recursos renovables, el geotérmico estimado del país es de aproximadamente 1000 MW, encontrándose aprovechado el 7%, mientras que el potencial hidroeléctrico ha sido estimado en 1700 MW, del cual se aprovecha el 6%.

En la siguiente tabla se presenta el detalle por planta de la capacidad de generación del Sistema Eléctrico de Nicaragua en 2002.

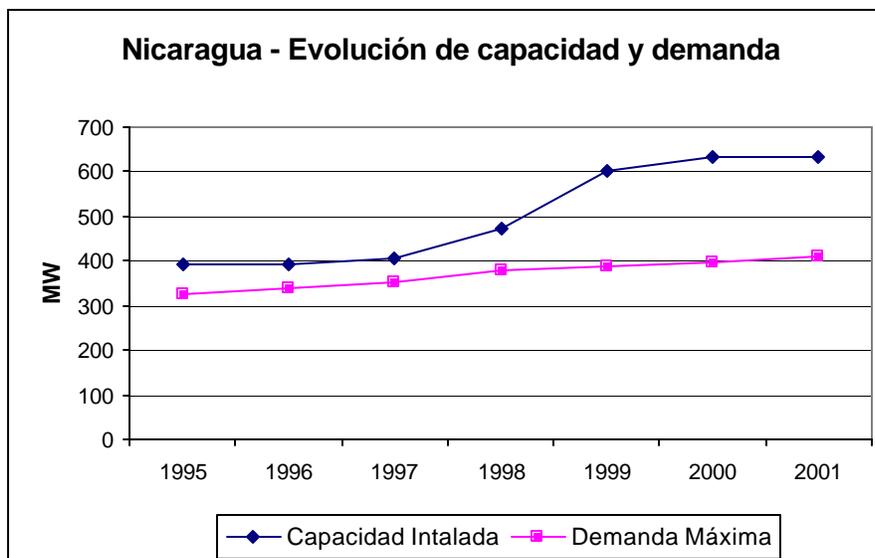
Nicaragua: Capacidad de Generación por Planta

PLANTA	Capacidad Nominal		Capacidad Efectiva	
	MW	%	MW	%
Hidroeléctricas	103.4	17.2	97.4	19.5
Centro América	50.0	8.3	48.0	9.6
Santa Bárbara	50.0	8.3	46.0	9.2
Wabule-Las Canoas	3.4	0.6	3.4	0.7
Geotérmica	70.0	11.6	12.0	2.5
Momotombo	70.0	11.6	12.0	2.5
Térmicas Vapor BKR	157.6	26.2	145.0	29.0
Nicaragua	100.0	16.6	100.0	20.0
Managua	57.6	9.6	45.0	9.0
Turbinas a gas DSL	81.0	13.5	79.0	15.8
Chinandega	15.0	2.5	14.0	2.8
Las Brisas 1	26.0	4.3	25.0	5.0
Las Brisas 2	40.0	6.7	40.0	8.0
Motores Diesel	160.6	26.6	150.0	30.0
Censa (Amfels)	32.0	5.3	30.0	6.0
Tipitapa (Coastal)	55.0	9.1	50.0	10.0
Corinto (Enron)	73.6	12.2	70.0	14.0
Cogeneración	29.6	4.9	16.0	3.2
ISA (Cogeneración)	19.6	3.2	12.0	2.4
Agroinsa (Cogenerac.)	10.0	1.7	4.0	0.8
TOTAL	602.2	100.0	499.4	100.0

Fuente: Plan Indicativo Inicial con base en CEPAL y ENEL

2.4 BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA

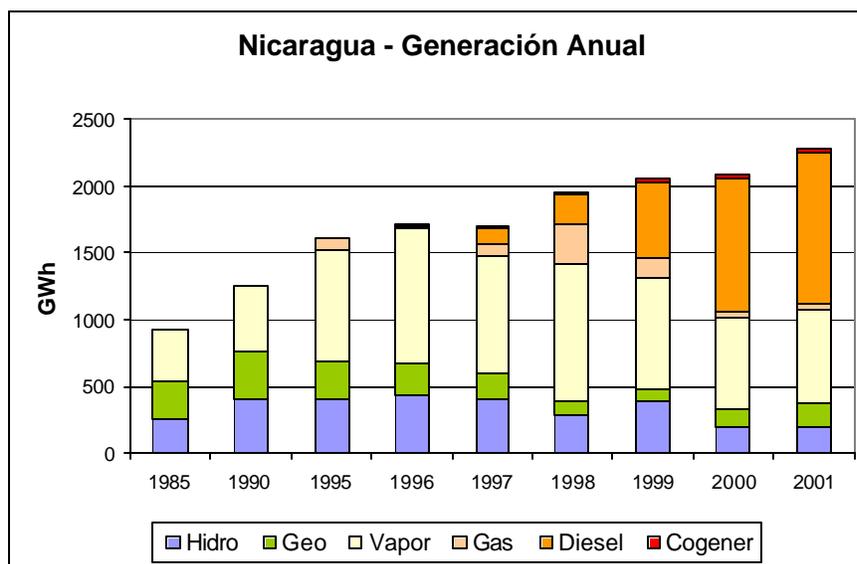
Desde el año 1995 hasta el 2001 el crecimiento de la demanda en el país ha sido considerablemente constante, mientras que la ampliación de la capacidad instalada pasó de ser muy poco superior a la demanda en 1996, a niveles de reserva significativos en 2000 y 2001, como puede verse en el gráfico siguiente:



Si se tiene en cuenta la indisponibilidad de los equipos⁵, la reserva alcanza al 35% de la demanda máxima del año, lo que parece un nivel elevado, aunque morigerado por la potencia máxima de las centrales hidráulicas en condiciones de baja hidraulicidad, lo que probablemente baje los valores de reserva en forma considerable.

2.4.1 Producción de energía

En el gráfico siguiente se muestra cómo se han usado los equipos de distinto tipo para atender la demanda anual de energía.



⁵ En geotérmica en el 2001 sólo poseía el 36 % de potencia disponible, en tanto que la disponibilidad del resto de equipos térmicos e hidráulicos es superior al 90%.

2. Analisis del mercado electrico. . .

- Se destaca el uso importante que se hace de los motores diesel desde 1997 en adelante, correspondiendo ese año con el primer año de funcionamiento de los mismos.
- La producción de los equipos de vapor es relativamente elevada en los años 1996 y 1998, aunque a partir de ese año la producción disminuye, siendo reemplazada fundamentalmente por los motores diesel.
- Desde 1998 se produce energía de cogeneración que se mantiene en niveles similares desde entonces.
- La producción geotérmica muestra una disminución desde los niveles más altos del año 1990, debido a la reducción de la capacidad del campo geotérmico después de algunos años de funcionamiento, comenzando a aumentar en el año 2001
- La energía hidroeléctrica muestra una pauta declinante de generación, vinculada a un ciclo hidrológico más seco en el período 1998 – 2001.
- Las turbinas de gas presentan una producción variable, aunque ello es característico de máquinas de punta que también son utilizadas como reserva de largo plazo. El aumento capacidad de centrales con motores diesel también sustituye ese papel por poseer mayor rendimiento.

2.4.2 Transacciones internacionales

El comercio internacional de energía eléctrica en Nicaragua no ha alcanzado hasta la fecha grandes volúmenes, situación común en Centroamérica, a pesar del potencial de intercambios que caracteriza a la región.

Han existido hasta ahora dos mercados separados: el formado por los países del norte Guatemala y El Salvador, y el de los países del sur conformado por Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Recientemente se ha establecido el vínculo entre El Salvador y Honduras, con lo cual todos los países del istmo están interconectados aunque con una capacidad de transporte limitada como para poder integrar firmemente los mercados.

Las transacciones entre los países que formaban ambos bloques han tenido cierta importancia, pero en general se han limitado a intercambiar excedentes y faltantes. Los países se apoyan mutuamente y los intercambios internacionales proveen una vía de mejorar la calidad del abastecimiento, aún disminuyendo los requerimientos de reserva.

En consecuencia, cada uno de los países ha seguido manteniendo una vía de expansión autónoma de la generación, procurando prioritariamente atender su propia demanda y disminuyendo de esa manera el volumen de su intercambio internacional.

El Tratado Marco establece reglas muy claras tendientes a la creciente integración de los mercados eléctricos del istmo centroamericano y el proyecto SIEPAC constituye una herramienta importante de la integración eléctrica, mostrando hoy avances después de un considerable período de estancamiento.

Mientras tanto, la materialización del vínculo entre Honduras y El Salvador ha posibilitado la entrada en vigencia de un Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional y la puesta

2. *Análisis del mercado eléctrico. . .*

en marcha del Operador del Mercado Centroamericano (OMCA). El mismo opera efectivamente desde fecha muy reciente (Marzo 2003) y recién están realizándose las primeras experiencias exitosas.

3. CAMBIOS ESTRUCTURALES EN EL SECTOR

3.1 RAZONES Y FINALIDADES COMUNES DE LA REFORMA EN LA REGIÓN

La crisis de la deuda pública de los años 80, la acentuación de la tendencia a la declinación de precios y tarifas, ocasionada mayormente por la intención de los gobiernos de mantener la inflación bajo control, unida a la ineficiencia en la gestión técnica y económica de las empresas públicas y las crecientes necesidades de inversión en la expansión del sistema por el crecimiento de la demanda, precipitó una profunda crisis financiera en el sector eléctrico de la mayoría de los países de América Latina, desencadenando una profunda revisión del modelo tradicional basado en monopolios estatales y subsidios indiscriminados a los usuarios.

En este sentido, pueden señalarse como razones comunes que motivaron la transformación del sector en la región, por un lado, la insuficiencia de inversión, tanto privada como pública, en un contexto de elevado crecimiento de la demanda y, en muchos casos, bajo nivel de cobertura del servicio en la población, particularmente rural y, por el otro, la ineficiencia de las empresas del sector público, manifestada en altas pérdidas técnicas y no técnicas, elevada morosidad, baja productividad laboral y pobre calidad de servicio. A lo cual podría agregarse la dificultad de los gobiernos de manejar el sector eficazmente sin interferencias políticas en su administración ordinaria o, de otro modo, el excesivo intervencionismo estatal y la confusión de los roles del Estado como propietario y como regulador.

Frente a las señaladas ineficiencia pública, insuficiencia de inversión y excesivo intervencionismo gubernamental e interferencia política del sector, pueden considerarse como *finalidades comunes* de los procesos de reforma, por una parte, la introducción de competencia como medio de mejorar la eficiencia del sector y, por la otra, la atracción de la inversión privada como forma de financiar los dramáticos requerimientos de inversión del sistema. Debiendo sumarse la transformación del Estado de su rol tradicional de empresario a su nuevo rol de regulador, disminuyendo la intervención política por medio de la creación de entes reguladores independientes.

3.2 LA REFORMA EN NICARAGUA

La reforma del Sector Eléctrico en Nicaragua respondió a las razones expuestas anteriormente y comunes a la mayor parte de los países de Latinoamérica, las que se pueden resumir en:

- Actividades empresariales de producción de bienes y servicios ejercidas por el Estado, con una gran confusión de roles empresariales, de regulación y de control
- Precios y Tarifas vinculados a criterios políticos no económicos, imprevisibilidad y falta de transparencia
- Desinversión por restricciones económicas y financieras, elevado déficit operativo
- Efectos sobre el abastecimiento a usuarios: déficit en cantidad, calidad y opciones alternativas

3. Cambios estructurales en el sector. . .

A fin de remediar esta situación, se inició el proceso de transformación que tuvo como objetivos principales:

- Alentar la realización de inversiones de riesgo para asegurar el suministro de largo plazo
- Promover el acceso abierto, no discriminatorio a los servicios, sistemas e instalaciones
- Promover la competitividad en los mercados de producción, demanda y vinculación
- Incentivar el abastecimiento adecuado en cantidad y calidad, fijando metodologías tarifarias apropiadas
- Atender el rol de los precios como orientadores de la asignación de los recursos por las decisiones que toman compradores y vendedores

La reforma se inicia con el establecimiento de un nuevo marco legal para sector eléctrico mediante la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) No. 272, vigente desde abril de 1998. La LIE junto a su Reglamento General establece un mercado eléctrico competitivo, con la creación de un Mercado Mayorista de Electricidad, con un despacho económico obligatorio centralizado, el acceso abierto a las redes de transmisión y distribución y la segmentación de las actividades de la industria.

En la LIE se diferencian tres actividades fundamentales:

- Generación: requiere de Licencia para operar. Actividad de libre competencia. Precios mayoristas calculados por el Centro Nacional de Despacho de Carga.
- Transmisión: hasta 69 kV. Actividad regulada, por sus características de monopolio natural, considerada un servicio público de carácter esencial que requiere de Licencia. Tarifas reguladas por el INE.
- Distribución: menos de 69 kV. Actividad regulada por sus características de monopolio natural, considerada un servicio público de carácter esencial. Requiere de Concesión. Incluye la actividad de comercialización. Tarifas reguladas por el INE.

Se establece también la figura del Gran Consumidor como aquel conectado a una tensión igual o mayor a 13.8 kV, con carga concentrada mayor o igual a 2 MW con elección libre de suministrador de energía⁶.

La LIE establece que los agentes económicos, filiales y accionistas dedicados a la actividad de generación no podrán ser propietarios ni accionistas de instalaciones de transmisión y/o distribución y viceversa si están conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sin embargo, las empresas de distribución pueden tener generación propia hasta 10 MW. En sistemas aislados, todas las actividades se pueden realizar de manera integrada.

⁶ El INE, por medio de resolución, ha dispuesto la reducción del tamaño de la carga a 1 MW, lo que se haría efectivo a partir de enero de 2005.

3. Cambios estructurales en el sector. . .

La LIE también establece una serie de normativas que la hacen aplicable al igual que su reglamento: Normativa de Operación, Normativa de Transporte, Normativa de Concesiones y Licencias Eléctricas, Normativa de Multas y Sanciones, Normativa de Calidad del Servicio, Normativa de Servicio Eléctrico, Normativa de Tarifas.

Con relación al marco institucional, la reforma del sector eléctrico introdujo las siguientes entidades:

- *Comisión Nacional de Energía (CNE)*: creada en la LIE, es un órgano interinstitucional encargado de proponer al Poder Ejecutivo, las políticas sectoriales, estrategias y directrices generales de todo el sector energético y realizar la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector energía incluyendo la promoción de la electrificación rural.
- *Instituto Nicaragüense de Electricidad (INE)*: mediante la Ley No. 271, se promulgó las Reformas a la Ley Orgánica del INE como organismo autónomo del Estado encargado de la regulación, supervisión y fiscalización del sector energía teniendo a su cargo, entre otras actividades, la aprobación y control de las tarifas del servicio eléctrico de los distribuidores a los consumidores finales y el peaje de transmisión, velar por el buen funcionamiento del servicio eléctrico y definir sus indicadores de calidad, confiabilidad y seguridad, elaborar las normas y reglamentos aplicables a cada empresa y supervisar su aplicación y otorgar, prorrogar, declarar la caducidad o cancelar las licencias de generación y transmisión de energía, y las concesiones de distribución.
- *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (ENTRESA)*: surge como parte del proceso de segmentación de la empresa estatal ENEL exigida por la LIE. De acuerdo a la LIE debe permanecer en manos del Estado.
- *Centro Nacional de Despacho de Cargas (CNDC)*: se crea como una unidad organizativa de ENTRESA y tiene a su cargo la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El CNDC tiene, entre otras, las funciones de realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del SIN, de acuerdo a la Normativa de Operación, determinar el valor de los intercambios de corto plazo en el mercado de ocasión resultantes de la operación del SIN, de conformidad al Reglamento de Operación; registrar y contabilizar la energía eléctrica producida por cada empresa generadora y entregada a cada empresa de distribución o gran consumidor; informar al INE sobre las violaciones o conductas contrarias al Reglamento de Operación del SIN y cualquier otra función relacionada con sus objetivos.
- *Consejo de Operación (CO)*: la LIE crea el Consejo de Operación que tiene como función principal establecer y fiscalizar los aspectos técnicos para garantizar la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica. El CO está integrado por Representantes de cada actividad de la industria eléctrica que integran el Sistema Interconectado Nacional. El Reglamento de la Ley rige su estructura, organización y funciones.

Para cumplir con los preceptos de la Ley de la Industria Eléctrica, la empresa estatal ENEL que ejercía verticalmente de manera integrada las funciones de generación, transmisión y distribución en el SIN, fue segmentada en las siguientes *empresas de generación*:

3. Cambios estructurales en el sector. . .

- *Generadora Geotérmica Momotombo (GEMOSA)*: Formada por la planta geotérmica Momotombo ubicada en el departamento de León y con una capacidad instalada de 70 MW. Fue dada en arrendamiento a la empresa internacional ORMAT. Los activos continúan siendo propiedad de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y ORMAT tiene derecho a utilizarlos y generar energía eléctrica durante un período de 15 años contados a partir de marzo de 1999. La energía a generar tiene un contrato que fue traspasado a la distribuidoras DISNORTE y DISSUR
- *Generadora Eléctrica Central, S.A. (GECSA)*. Está conformada por las plantas térmicas Managua y Las Brisas, ubicadas en la Ciudad de Managua y que totalizan 122 MW. Después de varios intentos, no ha podido ser privatizada debido a que las ofertas económicas son inferiores al precio base.
- *Generadora Eléctrica Occidental, S.A. (GEOSA)*. Se compone de las plantas Nicaragua y Chinandega, totalizando 112 MW. La Planta Nicaragua está ubicada en el Departamento de León, a orillas del Océano Pacífico, en las inmediaciones de Puerto Sandino, en tanto que Chinandega está ubicada en el Departamento de Chinandega, al occidente del país. Esta empresa fue privatizada a favor de El Paso-Coastal a inicios del 2002 por una cantidad igual a MM US\$ 11.
- *Generadora Hidroeléctrica, S.A. (HIDROGESA)*: está integrada por las plantas Santa Bárbara y Centroamérica, que suman 100MW. La planta Centroamérica está localizada en el departamento de Jinotega y Santa Bárbara en el departamento de Matagalpa, a unos 75 Km al norte de Managua y a unos 40 Km río abajo de la Planta Centroamérica. HIDROGESA después de varios intentos no ha podido ser privatizada ya que su adjudicación a una empresa fue impugnada por otra de las empresas oferentes.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en un sistema aislado ubicado en la Isla de Ometepe en el Gran Lago de Nicaragua, fue privatizada en octubre de 2000 cuando tomó posesión la empresa Unión FENOSA. Para tal efecto, se formaron dos empresas llamadas DISNORTE y DISSUR. La primera cubre el norte y oriente de la capital Managua, más el noroccidente del país, excepto la costa Atlántica y los sectores aledaños a ésta. DISSUR, cubre el occidente y centro de Managua, más el suroriente del país excepto la costa Atlántica y los sectores aledaños a ésta. Ambas distribuidoras atienden un total de 458,000 clientes.

3.3 MERCADO ELECTRICO REGIONAL

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscripto en Diciembre de 1996 por los Presidente de los seis países y ratificado por los respectivos Poderes Legislativos es la base jurídica para la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER), basado en los siguientes principios:

- **Competencia** con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- **Gradualidad**, tanto en el desarrollo y requerimientos del Mercado como de las redes de interconexión y regionales y en las estructuras y fortalecimiento de los Organismos regionales requeridos por el Mercado.

3. Cambios estructurales en el sector. . .

- **Reciprocidad** entre los Estados, en particular avanzar hacia la armonización de las reglas para el sector eléctrico de cada país buscando compatibilizar las condiciones y criterios básicos.

El objetivo es la la formación y crecimiento gradual de un MER competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, concebido como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad realizadas por medio de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante intercambios de corto plazo y contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

En el MER participan generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores ubicados en cualquiera de los Estados Miembros del Tratado, los que podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna la compra y venta de energía eléctrica producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen.

Además, en relación a las actividades e instituciones del MER:

- **Generación regional:** Los Gobiernos se obligan a establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional.
- **Transmisión regional:** Las transacciones del Mercado son realizadas a través de redes regionales operadas por empresas de transmisión regionales.
- **Despacho regional:** El Tratado crea el Ente Operador Regional (EOR) encargado de realizar la operación coordinada de los sistemas eléctricos nacionales con criterio de despacho económico, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica.
- **Regulación regional:** La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente regulador del Mercado regional, reuniendo las funciones de regulación, fiscalización, sanción y resolución de controversias del MER.

Por su parte, los Gobiernos se comprometen a:

- **Libre circulación:** Garantizar el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos.
- **Desarrollo de infraestructura:** Declarar de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional.
- **Exoneración de tributos:** Exonerar aquellos tributos al tránsito, importación o exportación de energía eléctrica entre sus países que discriminen las transacciones en el Mercado

Durante el año 2002 fue aprobada la Normativa Transitoria del MER, la cual tiene como finalidad:

3. Cambios estructurales en el sector. . .

- Introducir normas de coordinación para la operación de las múltiples interconexiones internacionales de los diversos sistemas nacionales.
- Establecer criterios de calidad y seguridad comunes para que las interconexiones se lleven a cabo de manera más eficiente y equitativa.
- Armonizar normas que permitan optimizar la administración comercial de las transacciones que se realicen a través de las interconexiones.
- Fijar un procedimiento y un órgano de resolución de conflictos

Asimismo, desde fecha reciente está operando el Operador del Mercado Centroamericano (OMCA), organismo encargado de administrar el MER por un período de 18 meses, durante el cual se deberá terminar la normativa final para el EOR. La responsabilidad y administración del OMCA está a cargo de la empresa Unidad de Transacciones, S.A., quien es la encargada de operar el mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador

4. TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Los dos grandes factores con capacidad de producir cambios de gran significación en el mercado eléctrico de Nicaragua son la integración eléctrica regional y la introducción del gas como fuente de generación. La integración eléctrica se profundizará significativamente si se completa el Proyecto SIEPAC y se concreta la interconexión eléctrica de Guatemala con México. La introducción del gas dependerá de la concreción de un gasoducto que permita la importación de gas natural de México o de Colombia, como así también la posible incorporación de GNL (gas natural licuado) en la expansión de la generación. No obstante, la construcción del gasoducto es considerada hoy como de dudosa rentabilidad y no ha sido tenida en cuenta en el Plan Indicativo de Generación correspondiente al año 2003, aunque sí se mantiene la posibilidad de importación de GNL. Por ello, los escenarios futuros a ser evaluados dependerán fundamentalmente de que se dé un desarrollo regional integrado basado en el proyecto SIEPAC o bien que – aún concretándose este proyecto - no se instale generación de escala regional.

Por otra parte, en el corto y mediano plazo debe tenerse presente que los inversores enfrentan una difícil situación financiera internacional de resolución incierta, lo cual ha tendido a debilitar el interés por nuevas inversiones e incentivar la búsqueda de menores riesgos y reaseguros adicionales a la hora de decidir la concreción de nuevas inversiones. La crisis económica tanto local como internacional tiende a empeorar el ambiente regulatorio, sumando incertidumbres adicionales a la inversión, causadas por potenciales intervenciones políticas en la regulación o el debilitamiento de los compromisos contractuales asumidos. La acentuación de la situación descrita implicará restricción de liquidez financiera, reducción del nivel de actividad e iniciativa de los inversores y la posible limitación de la exposición en mercados menos confiables. En este contexto, es de esperar criterios más estrictos por parte de los inversores a la hora de decidir inversiones, escaso apetito por los elevados riesgos y volatilidad y la preferencia por mecanismos de remuneración estables por sobre ganancias de corto plazo.

La variable más importante para la definición de escenarios futuros es entonces el grado de integración energética regional que se logrará mediante el avance de proyecto SIEPAC, necesarios para establecer los posibles planes de expansión después del año 2005. En este sentido, el Plan Indicativo de Generación 2003 elaborado por la CNE ha establecido un primer escenario de desarrollo aislado y un segundo escenario de integración eléctrica.

4.1 MACRO- ESCENARIO 1: DESARROLLO AISLADO

Este escenario consiste en una continuación sin cambios de magnitud de la situación actual: integración regional débil, con países mayormente autosuficientes en generación e intercambios internacionales marginales en relación con el mercado interno. En este macro-escenario no se concreta el proyecto SIEPAC, o bien el proyecto SIEPAC no logra el desarrollo de plantas de escala regional, como así tampoco se concreta el desarrollo de un gasoducto desde México o Colombia. Si bien este macro-escenario no parece el más probable, plantea la situación más pesimista respecto a los precios futuros, e indirectamente también respecto a la calidad del servicio.

En este macro- escenario, cada país desarrollará en forma independiente su generación. Existirán intercambios limitados en las interconexiones internacionales existentes o nuevas, en general basados en transacciones de oportunidad o contratos de corto plazo. Podrán

4. Tendencias del mercado eléctrico. . .

construirse centrales hidroeléctricas de capacidad menor de 100 MW cada una complementadas con plantas térmicas que den firmeza a las primeras, pudiendo ser motores diesel utilizando búnker (fuel-oil).

4.2 MACRO-ESCENARIO 2: INTEGRACIÓN REGIONAL

En este segundo macro-escenario se concreta el proyecto SIEPAC, lo que permite desarrollar centrales a escala regional destinadas a abastecer los mercados de varios países simultáneamente.

Al proyecto SIEPAC debe sumarse la posible interconexión eléctrica de México con Guatemala. Con este proyecto se obtendrá una provisión abundante de energía eléctrica en Guatemala, que podrá fluir hacia los países de la región a partir de la habilitación del proyecto SIEPAC⁷. Dadas las circunstancias actuales es probable que el desarrollo del sistema de interconexión eléctrica aventaje en tiempo al abastecimiento mediante gasoductos.

Este macro-escenario implica el desarrollo de proyectos de generación de escala regional. La opción más probable serían los ciclos combinados de última tecnología o centrales de carbón de gran capacidad. Asimismo, sería posible el desarrollo de algunos de los proyectos de centrales hidroeléctricas identificados en la región. En este escenario las centrales hidroeléctricas y geotérmicas de Nicaragua tendrán mayor posibilidad de expandirse, aunque ello estará subordinado a la oferta de este tipo de generación que presente el resto de los países de la región.

Los sistemas eléctricos nacionales de cada uno de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional se volverán interdependientes. En consecuencia, los criterios de autosuficiencia en generación y de prioridad de abastecimiento al mercado interno tenderán a ser desplazados.

La ubicación de los proyectos tenderá a basarse más sobre la base de criterios técnicos, particularmente facilidad y precio de abastecimiento de combustibles, altura sobre el nivel del mar y proximidad al sistema principal de transmisión. Sin embargo, los diferentes entornos institucionales y legales y las asimetrías regulatorias o impositivas jugarán un rol a la hora de la toma de decisiones sobre la ubicación de las plantas de generación de escala regional.

Este macro-escenario parece de razonable probabilidad, dado el estado de avance actual del Proyecto SIEPAC y los fuertes estímulos que su concreción podría introducir en el mercado regional.

La principal ventaja técnica que puede ofrecer Nicaragua para la instalación de plantas es su ubicación central en la región, que permitiría el abastecimiento a los países de la región con menores efectos sobre la congestión del sistema de transmisión y posibilidades de reducciones en las pérdidas.

⁷ Esta posibilidad no ha sido tenida en cuenta en el Plan Indicativo Inicial ni en su actualización.

4. Tendencias del mercado eléctrico. . .

Dados los avances recientes en la tecnología del GNL (gas natural licuado), que han llevado a reducciones en los costos de este combustible, podría plantearse un escenario alternativo suponiendo su utilización como sustituto del diesel-oil. Este combustible podría llegar a cualquier país con infraestructura portuaria, especialmente ubicado sobre el Atlántico y provisto por Trinidad-Tobago o Venezuela. Tampoco habría que descartar el abastecimiento desde Bolivia a Estados Unidos, lo que abre también la posibilidad del abastecimiento por el Pacífico. Esta alternativa resulta más interesante para Nicaragua puesto que los puertos del Atlántico están ubicados lejos de los centros principales de consumo del país.

5. DESAFIOS, PROBLEMAS CLAVE Y RECOMENDACIONES

El desafío mayor que enfrenta el sector eléctrico del país es consolidar el profundo proceso de reforma estructural emprendido, de tal modo de alcanzar un sector sustentable, tanto en sus aspectos económicos, financieros, sociales y políticos.

Dentro de este desafío marco, se identifican seis grandes desafíos particulares. Ellos son:

- El fortalecimiento institucional y mejoramiento de las condiciones de aplicación y acatamiento de la regulación vigente
- La atracción de capitales para el financiamiento de de la expansión
- La ampliación del acceso de la energía eléctrica a toda la población
- La diversificación de las fuentes de generación eléctrica
- La integración de un mercado eléctrico regional, y
- La Eficiencia Energética

Bajo cada uno de estos grandes desafíos particulares, se agrupará el tratamiento de los problemas clave identificados en el sector eléctrico del país y las recomendaciones asociadas a los mismos. Luego, en el Plan de Acción que se presenta en el capítulo siguiente se desarrollan estas recomendaciones en acciones y actividades específicas.

5.1 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL Y MEJORAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE APLICACIÓN Y ACATAMIENTO DE LA REGULACIÓN VIGENTE

Las condiciones de aplicación, acatamiento y ejecución de la regulación vigente es un aspecto sobre el que debe prestarse especial atención en el caso del sector eléctrico de Nicaragua. El mejoramiento de esta dimensión del proceso regulatorio se considera uno de los desafíos más importantes que enfrenta el proceso de reforma emprendido por el país. Un esfuerzo clave en este sentido será el fortalecimiento de las capacidades de imposición y ejecución normativa por parte del Ente Regulador y el Organismo Encargado del Despacho.

En efecto, las prácticas y mecanismos de aplicación y ejecución normativa aparecen débiles, conduciendo a habituales situaciones en que las prácticas resultan apartadas de lo previsto en el conjunto normativo. Como se advertirá, el marco regulatorio puede alcanzar sus objetivos sólo si resulta adecuadamente aplicado, acatado y ejecutado. Un bajo nivel de acatamiento regulatorio amenaza la efectividad de la regulación y debilita las capacidades y credibilidad de las instituciones de gobierno del sector en su accionar.

Las condiciones de aplicación, acatamiento y ejecución pueden ser consideradas en términos de procesos y prácticas, como así también en términos de estructura institucional. Con respecto a los procesos y las prácticas, el sistema regulatorio de Nicaragua sufre de debilidad en sus funciones de aplicación y ejecución normativa. Respecto de la estructura institucional, se destaca la necesidad de contar con mayor claridad en la asignación de los

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

roles institucionales y la carencia de una mayor coordinación interinstitucional, lo que obstaculiza un desempeño más eficaz de la estructura de gobierno del sector.

5.1.1 Problemas clave

A. *FALTA DE CLARIDAD EN LA DEFINICIÓN DE LOS ROLES INSTITUCIONALES*

Si bien el marco regulatorio vigente establece criterios generales de diseño institucional adecuados, existen algunas zonas grises o de límites difusos que han permitido el surgimiento de cierta falta de claridad en la definición de los roles institucionales que ha afectado el desempeño de la estructura de gobierno y regulatoria del sector.

Esta deficiencia de claridad se ha puesto de manifiesto en una falta de percepción de la CNE como órgano político rector del sector y la falta de utilización de su potencial como organismo interinstitucional de coordinación del cual participan la Autoridad Política, la Autoridad Regulatoria y representantes de la sociedad civil, lo cual es una herramienta fundamental para la implementación de los lineamientos que surjan del Plan Estratégico del Sector.

Por otra parte, el hecho que el Organismo Encargado del Despacho no se desempeñe claramente como una “unidad organizativa” autónoma para realizar sus funciones en forma separada de la empresa de transmisión, es otra fuente de falta de claridad en los roles institucionales, dado que ENTRESA funge como agente del mercado y a su vez ejerce el control directo del CNDC. Esta dependencia debilita al Organismo Encargado del Despacho y podría comprometer su necesaria neutralidad respecto de ENTRESA como agente del mercado. En un sentido similar, la integración de la Junta Directiva de la empresa de transmisión estatal por las mismas personas que integran la Junta Directiva de la empresa estatal que controla parte de la generación es un elemento que disminuye las condiciones de la necesaria neutralidad que debe regir la operación del sistema nacional de transmisión.

Adicionalmente, el Consejo de Operación, aunque diseñado para dar participación a los distintos agentes del mercado y otorgar mayor neutralidad e independencia en la operación del sistema, no ha logrado establecer con claridad sus funciones de vigilancia y consulta, ni poner en ejecución mecanismos de resolución de las diferencias surgidas entre los participantes.

En este sentido, la resolución de conflictos entre distintos agentes del sector es un área que no presenta claridad en la regulación actual y que no ha encontrado en la práctica canales institucionales adecuados para la solución de las diferencias y discrepancias entre los distintos participantes de la industria en la interpretación y aplicación de la normativa, la cual es un área de vital importancia en el desempeño de la práctica regulatoria. En efecto, la falta de mecanismos eficaces de resolución de disputas afecta el grado de exigibilidad de las normas y tienden a debilitar los niveles de responsabilidad y acatamiento de la regulación. La LIE le otorga por un lado potestades de resolución de controversias al Consejo de Operación respecto de los conflictos que surjan en su seno, sumando la solución arbitral para aquellas que no puedan ser resueltas, limitando la participación del INE a la designación del árbitro ante la falta de acuerdo para la designación de éste. Por otro lado, la Normativa de Transporte establece que toda controversia entre un usuario y un transmisor, entre dos usuarios o entre dos transmisores, surgidas de las disposiciones de esta Normativa, podrán someterse a resolución del INE, la que resolverá la cuestión de acuerdo a un procedimiento a establecerse. Lo cierto es que estas normas no se han traducido en la práctica en canales adecuados y eficaces para el desempeño de esta función básica de la estructura de gobierno

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

del sector, acumulándose diferencias y conflictos que no han encontrado una vía de solución satisfactoria para las partes involucradas y el desempeño del sector en su conjunto.

El Ente Regulador por su parte parece haber centrado su actividad en el segmento de distribución y la relación con los usuarios finales, sin desarrollar aún adecuadamente la función de monitoreo del mercado mayorista y la operación del sistema⁸, función necesaria para mejorar las condiciones de eficacia en la aplicación y ejecución de la normativa vigente.

Otra zona gris que presenta cierta indefinición en la delimitación de roles es la función de elaboración del plan indicativo encomendada por la LIE a la CNE, el cual debe seguir ENTRESA para el planeamiento de sus inversiones en transmisión a través del Plan de Obras que debe ser aprobado por el Ente Regulador. La falta un canal institucionalizado de coordinación de estas funciones ha dificultado el proceso regulatorio. En efecto, en condiciones óptimas, la generación y la transmisión son complementarios aunque se condicionan mutuamente. Por un lado se supone que son las libres decisiones de los agentes las que permitirán la expansión de la generación, mientras que por el otro, estas decisiones no se realizan en un contexto indefinido sino que deben tomar como dato el sistema de transmisión existente. A su vez, las decisiones sobre el sistema de transmisión deberían tener en cuenta cuáles son los desarrollos de generación posibles en el país, la ubicación de la demanda y los costos de transmisión para determinar cuál será el plan de expansión de la transmisión óptimo. En un sistema de planificación centralizada el problema se resuelve conjuntamente y se toman las decisiones de expansión tanto de la generación como de la transmisión. En un sistema donde se da lugar al mercado la solución del problema no es inmediata, aunque ello no significa que no se puedan tomar decisiones muy próximas al óptimo social. Por ello, resulta necesario establecer en qué medida las decisiones de generación condicionan la expansión del sistema de transmisión y tener ello en cuenta cuando se elaboran los planes para ambas actividades. En el sistema nicaragüense se asigna al Estado la función de desarrollar el sistema de expansión de la transmisión a través de su empresa ENTRESA, que para ello debe tener en cuenta el Plan Indicativo elaborado por la CNE. Para llegar a tomar decisiones adecuadas sobre la expansión del sistema eléctrico debe haber una adecuada coordinación entre los responsables de elaborar el Plan Indicativo y el responsable de realizar el plan de expansión de la transmisión. Es decir que ambos responsables deben realimentarse en el proceso de planificación⁹. Esto debería permitir que las decisiones que tome el Estado sobre la expansión de la transmisión recojan suficiente información sobre las posibilidades de generación y permitan el desarrollo de aquellas obras que son más convenientes para el país.

B. DEBILIDAD EN LAS FUNCIONES DE APLICACIÓN Y EJECUCIÓN NORMATIVA

Distintas situaciones constatadas sugieren que es habitual que el cumplimiento de las normas no sea exigido de acuerdo a lo previsto en la regulación vigente, sino que responden

⁸ Esta es un área en la que PA ha comenzado a prestar asistencia técnica al INE, buscando completar esta deficiencia.

⁹ Cabe señalar que, de acuerdo al personal de CNE, a partir del año 2003 ya existen algunos mecanismos no formales de coordinación con las demás instituciones para el desarrollo del Plan Indicativo.

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

a aplicaciones parciales, tolerancias tácitamente admitidas, situaciones no verificadas o soluciones ad hoc, ajenas a lo establecido en la norma vigente. Ejemplos de las situaciones descritas son la aplicación incompleta de la remuneración de la transmisión, la ausencia de un sistema de medición comercial adecuado, la aplicación sólo parcial del régimen de remuneración de servicios auxiliares, la inaplicación de las penalizaciones previstas en la normativa vigente o la falta de exigencia a los generadores de los ensayos estipulados en la normativa para determinar si corresponde o no la modificación de los rendimientos de las plantas que estos agentes proponen.

En el caso de la remuneración del sistema de transmisión, la Normativa de Transporte postergó transitoriamente la consideración del costo de capital de las líneas existentes para el cálculo del peaje por un período limitado a cinco años, situación que se vio agravada por la exclusión posterior de las nuevas inversiones en el cálculo de este peaje, supliéndose parcialmente por medio de fondos públicos externos al sector.

Por su parte, uno de los inconvenientes más significativos que existe en el sistema de transmisión en relación con las transacciones comerciales es la medición comercial existente en el sistema. Las imperfecciones en el sistema de medición comercial originan diferencias entre las inyecciones de energía de los agentes productores y las extracciones de las empresas de Distribución y grandes agentes, que determinan las pérdidas en el sistema de transmisión. Las pérdidas registradas difieren según los datos obtenidos y estudios que se han efectuado para determinar las mismas. El punto central de esta problemática responde a la no implementación de un sistema de medición según lo especificado en la Normativa de Operación vigente

Con respecto al caso de los servicios auxiliares mencionado, actualmente se remunera únicamente los servicios auxiliares correspondientes a pérdidas y reserva de corto plazo, a pesar de que la normativa establece que deben remunerarse todos los servicios auxiliares, sin excepción. La falta de remuneración de estos servicios genera señales económicas erróneas tanto para los actuales como futuros inversores. Además estos servicios que actualmente se utilizan pero no se remuneran pueden repercutir en la calidad de servicio ya que no existen incentivos económicos para suministrarlos en forma adecuada.

Estas prácticas suelen generar la idea de que el acatamiento estricto de la normativa es innecesario y que las normas pueden ser circunnavegadas en lugar de ser cumplidas. Los desafíos que existen en Nicaragua en términos de aplicación, acatamiento y ejecución de la regulación se relacionan con la debilidad institucional, la falta de claridad en la definición de los roles institucionales y las deficiencias de coordinación, lo cual reduce significativamente la efectividad del marco regulatorio.

En suma, a pesar de la existencia de un cuerpo normativo desarrollado, un bajo nivel de acatamiento normativo amenaza la efectividad de la regulación, el cumplimiento de los objetivos de política establecidos por el proceso de reforma y en última instancia la capacidad y credibilidad de la estructura de gobierno del sector. Las señaladas carencias en la aplicación, acatamiento y ejecución de la regulación vigente debilitan la transparencia y previsibilidad del sistema regulatorio en su conjunto, afectando las condiciones indispensables para la promoción de la inversión y la competencia en el sector.

5.1.2 Recomendaciones

Frente al desafío que plantea la necesidad señalada de fortalecimiento institucional y aplicación, acatamiento y ejecución de la regulación vigente, pueden establecerse como objetivos básicos:

- Mejorar el desempeño y coordinación institucional
- Fortalecer las instituciones en su capacidad de aplicación y ejecución normativa

El desempeño eficaz del modelo regulatorio vigente en Nicaragua requiere una clara definición y separación de las distintas funciones necesarias para una eficiente operación del sistema eléctrico, así como la distribución de estas funciones de acuerdo a un diseño institucional que asigne roles y responsabilidades entre los distintos actores gubernamentales y privados.

Los criterios generales de este diseño institucional consisten en, por una parte, una clara separación de las funciones política, regulatoria, operación del sistema/administración del mercado mayorista, y empresaria, los que deben corresponder a ámbitos de actuación y de responsabilidad bien diferenciados. Por otra parte, se requiere una asignación de responsabilidades explícita y precisa, orientada a que cada actor y agente del sistema cuente con las facultades y recursos para cumplir sus funciones, conozca sus objetivos y reciba premios o sanciones por su desempeño y conducta. Complementariamente, esta separación exige como contrapartida de una necesaria coordinación interinstitucional, ya sea por medio de organismos interinstitucionales, como es el caso de CNE, o colegiados, como es el Consejo de Operación, como así también de normas específicas de cooperación, subordinación o participación.

Para mejorar el desempeño y coordinación institucional, se recomienda comenzar por fortalecer el rol de la CNE como organismo rector del sector. El gran desafío de coordinación interinstitucional que enfrentará el sector es la elaboración y la implementación de un Plan Estratégico para el Sector en su conjunto. En este sentido, la CNE puede ser la institución adecuada para liderar este proceso, aprovechando su condición de órgano interinstitucional que reúne en su seno representantes de distintos ámbitos de competencia, así como también basándose en el mandato legal expreso de elaborar el Plan Estratégico del sector. Con este propósito, la CNE deberá poner en ejecución un conjunto de actividades específicas, tales como iniciar procesos de consultas orientados a la obtención de consensos, organizar un foro dirigido a la construcción de compromisos para la implementación de la Estrategia del Sector, o establecer instancias de comunicación continua y coordinación con las principales instituciones del sector, determinando una agenda de acciones, actividades y asignando tareas y responsabilidades.

Otra posible acción orientada a mejorar el desempeño y coordinación institucional consiste en reforzar la autonomía funcional del CNDC, por medio de una posible reformulación de la estructura organizativa de ENTRESA/CNDC, así como también el diseño de mecanismos que permitan una mayor independencia de la unidad organizativa CNDC, tales como la participación del Consejo de Operación en la selección de los funcionarios responsables por períodos fijos. La implementación de esta acción excede el ámbito de competencias de la CNE, la que podrá plantear la cuestión y contribuir en la definición de un lineamiento estratégico – basado en sus funciones de formulación de las directrices generales del sector

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

y preparación del plan estratégico - que luego sea ejecutado por los organismos competentes.

Una tercera acción en igual sentido consiste en establecer un procedimiento formal explícito para la elaboración del Plan Indicativo, que tenga por finalidad de lograr una mayor efectividad y consistencia de la planificación indicativa con la expansión futura del sistema. Para la determinación de estos mecanismos de coordinación entre las distintas entidades involucradas, tales como ENTRESA, INE y las empresas distribuidoras, podrá comenzarse por analizar las prácticas que de hecho han comenzado a llevar a cabo las instituciones involucradas a partir de este año, identificar las funciones y actividades vinculadas al Plan Indicativo – como por ejemplo la preparación del Plan de Obras de ENTRESA – las instituciones involucradas y los pasos a seguir, para finalmente formular un procedimiento de elaboración del Plan Indicativo que involucre a ENTRESA, INE, las distribuidoras y demás interesados que institucionalice de modo formal un mecanismo de coordinación adecuado.

Por otra parte, el fortalecimiento de las instituciones en su capacidad de aplicación y ejecución normativa requiere la instrumentación de acciones específicas orientadas a mejorar estas condiciones en los distintos ámbitos y prácticas regulatorias. En este sentido, una primera acción recomendada consiste en fortalecer el rol del Regulador en el monitoreo del mercado mayorista, por medio de la definición clara del rol y el fortalecimiento de una unidad de seguimiento de la operación del mercado mayorista dentro de INE, así como la capacitación de sus responsables, la definición de funciones y claros canales de comunicación y coordinación con CNDC y el Consejo de Operación.

Una segunda acción recomendada en el sentido de fortalecer las instituciones en su capacidad de aplicación y ejecución normativa consiste en fortalecer la función de vigilancia otorgada por la regulación vigente al Consejo de Operación. Con este fin, podría facultarse al Consejo de Operación para realizar auditorías técnicas periódicas por medio de consultores independientes que contengan acciones y recomendaciones específicas, así como establecer procedimientos claros para la rendición de informes periódicos de CNDC al Consejo de Operación y al INE.

Una tercera acción recomendada orientada a fortalecer las instituciones en su capacidad de aplicación y ejecución normativa es diseñar un procedimiento arbitral claro y completo de resolución de controversias, con el objeto de dar una solución integral a los distintos tipos de disputas que puede suscitar la interpretación y aplicación de la regulación vigente, para lo cual será necesario integrar al INE, al Consejo de Operación y al CNDC en un grupo de trabajo orientado a obtener consensos e identificar responsables de la elaboración, aprobación e implementación de este procedimiento.

Como se advertirá, la implementación de estas últimas tres acciones exceden el ámbito de competencias de la CNE, que limitará su función a contribuir en la definición de lineamientos estratégicos. En el capítulo 6 se describen y sistematizan las acciones aquí propuestas para mejorar el desempeño y coordinación institucional, y fortalecer las instituciones en su capacidad de aplicación y ejecución normativa.

5.2 ATRACCIÓN DE CAPITAL ES PARA EL FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSIÓN

Una de las razones fundamentales que motivaron el proceso de reforma del sector fue la falta de recursos del Estado para enfrentar el financiamiento de la expansión futura del

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

sistema eléctrico nacional y la consiguiente necesidad de atraer capitales privados que financiaran estas necesidades.

Hoy la atracción de capitales continúa siendo un desafío de primer orden para lograr alcanzar los objetivos fijados por el proceso de reforma y obtener sus beneficios esperados. Para ello, deben resolverse los problemas clave que se indican a continuación.

5.2.1 Problemas clave

A. *AUSENCIA DE UNA POLÍTICA DE PRECIOS*

La Ley de Electricidad establece un conjunto de principios denominados de eficiencia económica, suficiencia financiera, simplicidad e igualdad que, junto con las políticas de precios que emita la CNE, deberá orientar el régimen tarifario. Sin embargo, esta política de precios no ha sido aún establecida¹⁰.

La falta de definición e implementación de una política de precios consistente con los principios tarifarios fijados en la LIE, se ha visto reflejada en tarifas de transmisión y distribución apartadas del marco regulatorio vigente y de los objetivos de la reforma emprendida, que se traducen en la práctica en ineficiencia económica, riesgo para la sustentabilidad futura del servicio y ausencia de señales claras de largo plazo para la inversión futura.

En efecto, la Normativa de Transporte postergó transitoriamente la consideración del costo de capital de las líneas existentes para el cálculo del peaje por un período limitado a cinco años, situación que se vio agravada por la exclusión posterior de las nuevas inversiones en el cálculo de este peaje, supliéndose parcialmente por medio de fondos públicos externos al sector. Por su parte, los pliegos tarifarios de distribución establecen subsidios cruzados en las tarifas a consumidores, encontrándose suspendido el proceso originalmente previsto de adecuación del régimen tarifario al marco legal vigente, por medio de un Acuerdo Marco suscrito entre el Gobierno y UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, motivado por la preocupación del Gobierno por el impacto sobre el nivel de las tarifas en determinadas categorías tarifarias, al corregirse las señales de precios.

Esta situación tarifaria afecta severamente la capacidad de inversión de la empresa de transmisión, provee señales inadecuadas a los agentes - promoviendo decisiones que alejan el sistema de la eficiencia - e introduce incertidumbre sobre los precios futuros, sumando imprevisibilidad e inestabilidad en el entorno regulatorio del país.

B. *FALTA DE UN PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO*

Un instrumento fundamental para la atracción de nuevas inversiones en generación – especialmente en el actual contexto financiero internacional - es la asignación de contratos de abastecimiento de largo plazo con los distribuidores. En este sentido, la regulación vigente prevé la obligación de los distribuidores de contratar con anticipación los requerimientos necesarios para la atención de su demanda cautiva, es decir, excluidos los

¹⁰ A solicitud de CNE, PA está prestando asistencia para el desarrollo de esta política de precios.

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

grandes consumidores. Por otra parte, para el reconocimiento de estos contratos en la tarifa de los usuarios finales, resulta necesario su asignación por medio de licitación abierta.

Si bien hoy los distribuidores cuentan con potencia contratada suficiente para la atención de su demanda, la disminución gradual de los montos contratados y el crecimiento de la demanda, hará necesario la puesta en marcha de un mecanismo adecuado de contratación que permita el ingreso, bajo condiciones competitivas, de nueva generación en el mercado. Sin este mecanismo, la expansión de la generación y la consiguiente atracción de nueva inversión en generación se verá obstaculizada en el futuro.

En efecto, la regulación vigente limita la obligación de contratar por parte de los distribuidores solo por el plazo de dos años y en proporción decreciente en dicho período, no prevé la adjudicación de contratos de largo plazo ni prevé condiciones que permitan la competencia de potenciales centrales de generación a instalar. Dadas estas circunstancias, si no se incorporan nuevos agentes cuando se hagan licitaciones para contratación por parte de los distribuidores, la oferta disponible en el corto plazo será solo la que provean los contratos que se vayan liberando. Siendo las licitaciones para contratar potencia para un plazo obligatorio de dos años, únicamente la oferta ya existente tendrá posibilidades de atender esos llamados licitatorios.

Resulta poco probable que hoy un inversor esté dispuesto a instalar una planta para vender en el mercado de ocasión hasta hallar la posibilidad de ofrecer su capacidad en contratos que hoy son de solo dos años de duración, teniendo en cuenta que incorporar capacidad adicional requiere plazos mínimos de contratación y que el horizonte actual de dos años es el tiempo que se requiere para decidir hacer una inversión y concretarla, dentro de las tecnologías estándar como motores diesel, o eventualmente turbinas de gas, si fuera requerida potencia de punta.

Es decir que en las condiciones regulatorias vigentes y en las presentes circunstancias del mercado internacional de capitales, no existen suficientes estímulos a la inversión en nuevo equipamiento, cualesquiera sean sus características. Además, la oferta resultará concentrada en muy pocos agentes, con la consiguiente restricción en las condiciones competitivas en la licitación, dado que si bien existe la oferta potencial de generadores ubicados fuera del sistema nacional, está hoy limitado por la capacidad del sistema de transmisión, que será escasa hasta la habilitación de la línea SIEPAC.

En consecuencia, el plazo relativamente corto característico de la obligación de contratar, no solo inhibe la participación de nueva oferta al sistema sino que no permite que la misma se realice en forma suficientemente competitiva para permitir precios razonables. Para evitar que una oferta escasa se traduzca en ofertas ineficientes, es necesario que exista la posibilidad de entrada de nuevos agentes al mercado – es decir, que el mercado resulte desafiante.

Otra condición esencial es que los contratos que se realicen entre distribuidores y nuevos agentes sean de una duración suficiente para permitir disminuir riesgos del inversionista y permitirle a su vez obtener mejores condiciones de financiamiento, lo que posiblemente se traducirá luego en mejores precios de oferta.

Adicionalmente, la experiencia recogida hasta ahora sobre el funcionamiento de mercados eléctricos y las condiciones de hoy del mercado de capitales sugieren que los mercados eléctricos deben reforzar su base contractual. Los contratos deben ser objeto de cuidadoso

estudio y abarcar un horizonte considerablemente más largo que dos años para asegurar un fluido abastecimiento de los requerimientos del sistema eléctrico. En ese caso es necesaria una estrecha participación de los organismos reguladores en ese proceso de seguimiento de los contratos existentes y futuros previstos.

Esta recomendación puede ser implementada por medio de desarrollos complementarios en la Normativa vigente, sin recurrir a cambios a nivel de ley, asumiendo que las distribuidoras podrían ver con interés los contratos de largo plazo, logrando de este modo una mayor previsibilidad en su política de compras y seguridad de abastecimiento futuro.

C. PROCESO DE PRIVATIZACIÓN INCONCLUSO

La LIE autorizó al Poder Ejecutivo para que proceda a realizar las acciones que permitan de forma expedita y mediante licitación pública la incorporación del sector privado en los agentes económicos resultantes de la segmentación de ENEL. Si bien este proceso fue llevado a cabo con éxito en el segmento de distribución, el proceso se encuentra inconcluso en el segmento de generación. En efecto, el proceso de adjudicación de HIDROGESA se ha visto obstaculizado por razones legales, mientras que GECSA no ha podido ser privatizada luego de varios intentos, dadas ciertas dificultades que enfrenta su situación financiera.

5.2.2 Recomendaciones

Los objetivos fijados en la LIE de promover una efectiva competencia y atraer el capital privado con el fin de incentivar su participación en la industria y la expansión de la capacidad de generación de energía y del servicio eléctrico, requiere la definición de un conjunto de acciones que permitan su obtención, tales como:

- Definición de una política de precios estable y adecuada a los principios tarifarios establecidos en la ley por parte de la CNE, que permitirá corregir y reencauzar señales de precios distorsivas que afectan la eficiencia económica y las condiciones de sustentabilidad de largo plazo de la industria, promoviendo un entorno de previsibilidad y mayor transparencia que sirvan como incentivo a la inversión y expansión futura del sistema eléctrico nacional
- Diseño e implementación de un procedimiento de asignación de contratos de abastecimiento de largo plazo abierto y transparente, que permitirá a las distribuidoras la adquisición eficiente y competitiva de sus requerimientos de potencia y energía, así como contar con una herramienta fundamental para sustentar la incorporación de nuevas inversiones en generación.
- Evaluación de la situación del proceso de incorporación de capital privado hoy inconcluso, que permita adoptar decisiones respecto de los activos de generación hoy en poder del Estado. La posible incorporación de capital privado en dichos activos debe ser analizada no sólo como instrumento de atracción de nueva inversión en el segmento de generación, sino también, fundamentalmente, como una oportunidad de obtener recursos para el financiamiento de la electrificación rural, por medio de la afectación expresa por ley de los fondos a obtenerse al FODIEN.

5.3 AMPLIACIÓN DEL ACCESO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A TODA LA POBLACIÓN

Uno de los grandes desafíos que hoy enfrenta el sector eléctrico del país es la ampliación del acceso de la energía a más del 50% de la población que hoy carece del servicio eléctrico, dentro del marco definido por el nuevo sistema regulatorio, aprovechando las herramientas proporcionadas por el proceso de la reforma.

En efecto, el profundo proceso de reforma del sector implicó un cambio de visión del problema de la electrificación rural, al segmentarse la industria y privatizarse el servicio de distribución. Hoy el Estado - por medio de la CNE - es el responsable de desarrollar la electrificación en las áreas donde los agentes del mercado no manifiesten interés en desarrollar el servicio. Para ello ha sido creado el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN), que deberá administrarse y aplicarse de acuerdo a las estrategias y políticas de electrificación que determine la CNE. Entre ellas, otorgar recursos financieros a los distribuidores para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación que no mostraren niveles de rentabilidad adecuados en poblaciones menores o en áreas rurales y que no estén contemplado en sus programas de inversiones.

Para afrontar este desafío, la CNE debe resolver los problemas clave que se detallan a continuación.

5.3.1 Problemas clave

A. NECESIDAD DE DEFINIR PRIORIDADES Y CRITERIOS BÁSICOS DE POLÍTICA

Desde el lanzamiento de sus operaciones normales en enero de 2000, la CNE ha participado de numerosas actividades importantes relacionadas a la electrificación rural:

- Preparación de un documento de Políticas y Estrategias de electrificación rural, con la asistencia del PREEICA.
- Diseño e implementación de un proyecto piloto de electrificación rural por extensión de red en el área concesionada, financiado por el Fondo de Contravalor Suizo para la Electrificación Rural (FCOSER).
- Realización de un estudio de estrategia y plan indicativo de desarrollo de la energización rural en el área no concesionada, financiado por el BID, con la consecuente identificación e implementación de tres proyectos pilotos en dicho área.
- Realización de estudios de identificación de sitios con potencial eléctrico, con el concurso del PNUD.
- Negociaciones con el Banco Mundial para desarrollar proyectos eléctricos rurales a través de sistemas aislados en el área no concesionada.
- Desarrollo de un Plan Nacional de Electrificación Rural en el Área Concesionada (PLANERAC), con la asistencia de PREEICA.

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

- Desarrollo de una propuesta de Política de Electrificación Rural para el país, de fecha reciente (mayo de 2003) elaborado por el Consultor Eduardo Villagrán por medio de un contrato GEF.

Estos estudios, antecedentes y propuestas, junto con la experiencia adquirida por la CNE en el proceso, son elementos suficientes para la definición y adopción de un conjunto de prioridades y criterios básicos de política que sirvan de marco al desarrollo de la actividad del organismo en materia de electrificación rural. En particular, el documento de Políticas y Estrategias de electrificación rural, preparado con la asistencia del PREEICA en el año 2002 y, más recientemente, la propuesta de Política de Electrificación Rural, de fecha mayo de 2003 elaborado por el Consultor Eduardo Villagrán por medio de un contrato GEF, requieren que, como paso siguiente, la CNE adopte oficialmente un conjunto de políticas entre las recomendaciones y opciones proporcionadas por estos estudios y propuestas.

B. DEFICIENCIAS EN EL MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL

Como organización de creación relativamente reciente, la CNE ha pasado por un fuerte proceso de conformación y aprendizaje – especialmente su área rural, contraparte de numerosos programas de asistencia, intercambio y cooperación internacional. De ahora en más, se necesita acentuar su mirada hacia fuera de la organización, buscando definir sus relaciones en el mapa de las demás instituciones, entidades y actores directa e indirectamente vinculados con la electrificación rural.

La organización cuenta con las bases legales para liderar el proceso de extensión del acceso al servicio eléctrico que requiere el país, aunque debe decirse que para traducir sus objetivos en resultados, deberá contar con el compromiso y la acción de numerosas entidades, comenzando por la Autoridad Regulatoria, institución clave para completar los vacíos regulatorios y metodológicos identificados en la elaboración de las estrategias y planes de electrificación.

Esta mirada hacia fuera de la organización debe complementarse con una mirada hacia delante, que permita a sus miembros saber hacia donde se quiere ir y cuales son las herramientas para lograr su concreción. Del desarrollo de estas dos capacidades estratégicas señaladas dependerá el liderazgo de la organización, y la superación de las deficiencias institucionales y regulatorias existentes.

C. AUSENCIA DE UNA POLÍTICA DE SUBSIDIOS

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) otorga a la CNE la función de preparar la política de subsidios del servicio eléctrico, aspecto que hasta la fecha no ha sido desarrollado¹¹. Sin embargo, el régimen tarifario vigente establece una tarifa que contiene subsidios cruzados implícitos, tanto entre las distintas categorías tarifarias como dentro de las mismas categorías, en donde el 98% de los usuarios residenciales resultan subsidiados.

De acuerdo a lo previsto originalmente, este régimen tarifario inicial debía corregirse gradualmente por etapas hasta la entrada en vigencia de los pliegos correspondientes al

¹¹ A solicitud de CNE, y bajo financiamiento USAID, PA está prestando asistencia para el desarrollo de una propuesta de política de precios y subsidios.

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

período tarifario siguiente, corrigiendo y reduciendo los subsidios entre y dentro de categorías. Sin embargo, este proceso de reestructuración tarifaria se ha visto suspendido, disponiéndose el aplazamiento del proceso por el plazo de un año y su revisión de acuerdo a los estudios técnicos que al efecto sean realizados, en virtud de un Acuerdo Marco suscrito entre la Comisión Negociadora del Gobierno de Nicaragua y UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, de fecha 7 de junio de 2002.

En la experiencia internacional, el problema de los subsidios en la industria eléctrica ha adquirido una importancia creciente con los procesos de reforma operados en el sector. Como resultado de las reformas, las tarifas tienden a ser fijadas de acuerdo a sus costos marginales de producción, lo cual implica reducir los subsidios presentes en la situación anterior a la transformación.

Por ello, la política tarifaria que acompaña los procesos de reforma se basa en dos principios básicos que han sido recepcionados por el marco legal de Nicaragua. En primer lugar, las tarifas deben cubrir los costos del servicio (principio de suficiencia financiera). En segundo lugar, los costos deben ser asignados de acuerdo a quien los origina, evitando en principio los subsidios cruzados (principio de eficiencia económica).

Además de los efectos negativos sobre la eficiencia económica y la sustentabilidad del servicio, los subsidios implícitos, indiscriminados y masivos como los presentes en la estructura tarifaria actual de Nicaragua, lejos de beneficiar a los sectores de menos ingresos de la población, tienden a ser socialmente regresivos, al tratarse de subsidios generalizados al consumo en un sistema con bajo nivel de electrificación, es decir, donde los sectores más necesitados y vulnerables no tienen acceso al servicio.

En este sentido, existe en el mundo un importante cuerpo de evidencia que demuestra que los subsidios tarifarios por bloques de consumo tienden a ser capturadas por las clases medias y no por los sectores más necesitados de la población. Sin dudas, una clara evidencia de esto es el mismo caso de Nicaragua, que actualmente subsidia mediante subsidios implícitos en la tarifa al 98% de los usuarios residenciales, mientras que por otra parte, la mitad de la población no tiene acceso al servicio, en donde se ubican los sectores más necesitados.

D. FALTA DE FINANCIAMIENTO SOSTENIBLE DEL FODIEN

Para el financiamiento del FODIEN - herramienta financiera que la LIE otorga a la CNE para instrumentar la política de electrificación rural - se previó básicamente la asignación de parte de los fondos provenientes de la privatización de la ENEL, partidas presupuestarias del Gobierno central y fondos provenientes de donaciones o préstamos internacionales destinados al desarrollo de la electrificación rural en el país.

Sin embargo, estas previsiones no resultaron en un mecanismo de financiamiento sustentable del Fondo. Los fondos de la privatización no han sido asignados, las partidas presupuestarias dependen de su tratamiento de año en año, y las donaciones y préstamos internacionales requieren de condiciones de transparencia, independencia y asignación específica en la administración del Fondo que la regulación actual no reuniría completamente.

Por ello, el problema clave que debe resolverse es el del financiamiento sustentable del FODIEN, de tal modo de contar con la herramienta financiera indispensable para enfrentar

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

con éxito el desafío de extender el acceso de la energía a más del 50% de la población que hoy carece del servicio eléctrico a una tasa de crecimiento vigorosa, dentro del marco definido por el nuevo sistema regulatorio, de modo tal que la población que hoy viven en condiciones de pobreza y extrema pobreza se incorpore de manera productiva y sostenida a la economía del país.

E. *NECESIDAD DE PONER EN MARCHA UN PLAN DE DESARROLLO DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL*

Por último, el problema clave que debe resolverse para enfrentar este gran desafío que plantea la extensión del servicio eléctrico a una mayor parte de la población del país es la necesidad de poner en marcha un Plan de Desarrollo de la Electrificación Rural, que traduzca en resultados los numerosos esfuerzos realizados hasta la fecha.

Dado el estado de avance de las actividades realizadas, a la resolución de los problemas clave desarrollados en los puntos anteriores, debe sumarse la necesidad de poner en marcha un Plan de Desarrollo de la Electrificación Rural, para lo cual ya se cuenta con desarrollos sólidos y elaborados como el PLANERAC, que ahora enfrentan el desafío de comenzar a producir resultados en el desarrollo de la infraestructura eléctrica del país.

5.3.2 Recomendaciones

Este enorme desafío implica orientar la acción de la CNE en los siguientes aspectos estratégicos:

- *Definición de prioridades y criterios básicos de política*, para lo cual la CNE dispone de estudios y propuestas recientes que sirven de base suficiente para la realización de esta tarea, tales el informe Políticas y Estrategias de electrificación rural, preparado con la asistencia del PREEICA y la propuesta de Política de Electrificación Rural, elaborado por medio de un contrato GEF. Algunos de los criterios básicos a ser tenidos en cuenta en este sentido son los siguientes:
 - Maximizar el nivel de cobertura del servicio en términos de nuevos usuarios, lo cual implicará acentuar el tratamiento de la electrificación de las zonas concesionadas, donde se ubica el 90% de la población del país.
 - Priorizar el acceso al servicio de aquellos usuarios o grupos de usuarios que menos recursos y esfuerzos iniciales requieran, avanzando progresivamente hacia los de mayor grado de dificultad.
 - Complementar esfuerzos con los operadores privados, estableciendo metodologías de co-financiamiento y evaluación sobre la base de un plan de trabajo concreto, que permita crear condiciones atractivas para que la iniciativa privada participe activamente en aquellos proyectos que permitan una rentabilidad adecuada.
 - Coordinar con los planes de desarrollo socio – económico del Gobierno, en el marco de la Estrategia Nacional de Desarrollo anunciada. Esta Estrategia identifica un conjunto de conglomerados productivos que el Gobierno busca promover como motores del desarrollo nacional. Por eso, las prioridades y planes que ponga en marcha la CNE deben estar en sintonía con los objetivos y política nacional de desarrollo ya definidas, que pueden, por ejemplo, incluir el desarrollo de conglomerados productivos ubicados fuera de las zonas o prioridades de

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

electrificación identificados por la CNE. Un proyecto de electrificación rural tendrá mejores perspectivas de éxito como impulsor del desarrollo económico si previamente se efectúa una selección y priorización de zonas a electrificar concordante con otros proyectos de desarrollo de otras áreas del Gobierno identificados en la Estrategia Nacional de Desarrollo. La ejecución de un plan de electrificación rural que asigne inversiones en una zona así priorizada contribuirá a mejorar la eficiencia en el uso de los recursos, por medio de la utilización de criterios de focalización, al identificar con la mayor precisión posible al conjunto de los beneficiarios potenciales con el objetivo de provocar un elevado impacto per capita.

- *Fortalecimiento del marco regulatorio e institucional.* El primer paso debe ser asumir el rol de liderazgo de la CNE en materia de electrificación rural, buscando fuera de la organización los consensos y apoyos necesarios para la implementación de las políticas, estrategias y planes que se definan, para lo cual será necesario crear una instancia de coordinación con las distintas instituciones involucradas, definir el rol de la CNE e impulsar los desarrollos normativos y metodológicos complementarios para alcanzar los objetivos trazados.
- *Definición de una política de subsidios explícita, claramente orientada a los sectores más necesitados.* La finalidad de la política de subsidios debe ser mejorar las condiciones de vida de los sectores de menores ingresos de la población, por lo que será necesario diseñarlos de tal modo que sean efectivos y bien orientados, debiendo guiarse por dos objetivos básicos. En primer lugar, los subsidios deberían ayudar a los sectores más necesitados a acceder al servicio eléctrico, posibilitando su conexión. Es decir que la prioridad debe ser subsidiar el desarrollo de infraestructura y no subsidios recurrentes al consumo. En segundo lugar, los subsidios deberían proveer incentivos que faciliten el abastecimiento de los usuarios rurales y de menores ingresos que de otro modo no serían abastecidos, sin que ello introduzca distorsiones significativas en el mercado eléctrico y sin que ello implique en lo posible que el gobierno se involucre como proveedor del servicio, comprador o suministrador de equipos o instalaciones. En definitiva, el desafío es el diseño e implementación de una política de subsidios eléctricos orientada a proveer la sustentabilidad social del proceso de reforma, mediante el establecimiento de subsidios claros y transparentes, concentrados y focalizados en la población objetivo y procurando minimizar las distorsiones en las señales tarifarias. Para ello, debe comenzarse por evaluar el impacto social y económico de los subsidios cruzados hoy vigente y establecer las opciones de subsidios eficientes disponibles.
- *Obtención de financiamiento sustentable y condiciones adecuadas de transparencia al Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN).* En cuarto lugar, debe destacarse que el desarrollo de la electrificación del país requiere de una gestión activa del Gobierno en procura de asegurar los recursos financieros necesarios para este fin. Para ello, será necesario evaluar las opciones disponibles para otorgar financiamiento sustentable de largo plazo al FODIEN, ya sea mediante la

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

creación de un impuesto a las transacciones en el mercado mayorista¹², la asignación de recursos provenientes de las empresas estatales o la venta de activos de generación en poder del Estado, completando el proceso de transferencia al sector privado hoy detenido. Adicionalmente, resulta indispensable el fortalecimiento de las condiciones de transparencia y predictibilidad en la administración del FODIEN, de tal modo de maximizar las oportunidades que puedan ofrecer las donaciones y préstamos provenientes de los organismos multilaterales y demás organizaciones internacionales.

- *Poner en marcha un Plan de Desarrollo de la Electrificación Rural.* Por último, definidas las prioridades y criterios básicos de política, definidos los instrumentos institucionales, la política de subsidios y las fuentes de financiamiento, será posible la puesta en marcha de los planes de electrificación que se determinen. La CNE ya cuenta con herramientas de gran valor y grado de desarrollo como el llamado Plan Nacional de Electrificación Rural para Zonas Concesionadas (PLANERAC), cuya implementación depende de una clara definición de política y la asignación de recursos para su puesta en ejecución.

5.4 DIVERSIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Al igual que muchos de sus países vecinos, Nicaragua cuenta con potencial para el desarrollo de generación de fuente renovable, entre las que se destacan la hidroelectricidad, la geotermia, la biomasa y la energía de fuente eólica, encontrándose sus posibilidades de desarrollo vinculadas a los precios de los combustibles fósiles.

Sin embargo, el desarrollo de la generación de fuente renovable enfrenta una serie de barreras y problemas de envergadura que deben considerarse, entre los que se cuentan barreras financieras, regulatorias y técnicas.

Nicaragua presenta una menor participación de recursos renovables en la estructura de su oferta de generación respecto de los demás países de la región, lo que resulta en una mayor exposición a la provisión de combustibles importados de la producción eléctrica del país que el resto de los países de Centroamérica. Esta situación implica que, por un lado, los precios de la electricidad estarán más estrechamente vinculados a las fluctuaciones del precio internacional del petróleo y, por el otro, una potencial escasez de este recurso en el futuro podría poner en riesgo la factibilidad del abastecimiento eléctrico a precios accesibles para la mayoría de la población.

En este sentido, la diversificación de la matriz energética por medio del incremento de la participación de generación de fuente renovable podría tener como resultado una atenuación de las fluctuaciones que puedan producirse en los precios de los combustibles y una disminución de la dependencia de los combustibles importados. Aunque debe señalarse que en el largo plazo todos los precios de la energía eléctrica tenderán a alinearse con la técnica de producción más económica - dependiendo del precio de los combustibles - no puede negarse la importancia de lograr mayor independencia energética.

¹² En el Informe sobre Desarrollo de una Política de Precios y Subsidios, PA ha calculado distintos escenarios de recaudación e impacto sobre el precio del mercado mayorista de este impuesto.

Por otra parte, cabe destacar que la integración de Nicaragua en un mercado eléctrico regional tendrá consecuencias sobre su actual matriz energética, al abastecer una parte significativa de la demanda nacional con generación ubicada en otros países de la región, con mayor proporción de fuentes renovables. Con lo cual, la mayor integración regional puede ser vista como una herramienta de diversificación de fuentes de energía.

5.4.1 Problemas clave

A. BARRERAS FINANCIERAS

El costo por unidad de capacidad de una central hidroeléctrica, geotérmica o eólica es considerablemente más alto que para una central térmica, dado que estos proyectos son muy intensivos en el uso del capital, conllevan un período de maduración muy alto, entrañan un considerable riesgo en cuanto al costo final del proyecto y requieren largos períodos de recuperación del capital invertido.

La consecuencia de las características señaladas es que los capitales privados no estarán interesados en su desarrollo en tanto no se limite el riesgo asociado a su desarrollo y no se cuente con instrumentos que permitan el cierre financiero de los proyectos.

A esto debe sumarse la difícil situación financiera internacional que enfrentan los inversores, lo cual ha debilitado el interés por nuevas inversiones e incentivado la búsqueda de menores riesgos y reaseguros adicionales a la hora de decidir la concreción de nuevas inversiones. En este contexto, es de esperar criterios más estrictos por parte de los inversores a la hora de decidir inversiones, escaso apetito por los elevados riesgos y volatilidad y la preferencia por mecanismos de remuneración estables por sobre ganancias de corto plazo.

B. BARRERAS REGULATORIAS

El desarrollo de la generación de fuente renovable enfrenta además barreras regulatorias. En el caso de la hidroelectricidad, las múltiples funciones delegadas a diferentes organismos del Estado en torno al uso y aprovechamiento del agua y la falta de una legislación clara y definida en esta materia constituye una barrera legal y regulatoria que dificulta el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. Resolver esta dimensión legal e institucional del recurso agua es posiblemente un requisito indispensable previo a emprender nuevos proyectos e incluso para resolver la situación de los activos hoy en poder del Estado, cuya transferencia al sector privado se ha visto obstaculizada. En este sentido, el análisis desde el punto de vista del sector energético del anteproyecto de ley de aguas en vías de elaboración en el Ministerio de Fomento e Industria (MIFIC) es una tarea de enorme relevancia para la CNE. Una Ley muy reciente, N° 467, de fecha 9 de julio de 2003, establece un régimen de Promoción al Sub-sector Hidroeléctrico, por el cual se autoriza al MIFIC a otorgar permisos de aprovechamiento de agua para la generación hidráulica de hasta un máximo de cinco megavatios, previa consulta de los municipios afectados, adelantando un régimen especial para estas centrales antes de la sanción de la nueva Ley General de Aguas. Por otra parte, otra ley reciente, N° 443 de fecha 21 de noviembre de 2002, establece un régimen completo de Exploración y Explotación de los Recursos Geotérmicos del país.

Si bien las centrales eólicas y de filo de agua carecieron hasta hace poco de un régimen que contemple su operación en el sistema interconectado nacional, las autoridades regulatorias han adoptado medidas recientemente en este sentido. El Acuerdo Presidencial 279 del 9 de julio de 2002 establece el régimen de operación de las centrales de filo de agua

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

conjuntamente con el de centrales eólicas, con la finalidad de introducir “a las normativas del sector eléctrico las reglamentaciones necesarias para la incorporación al mercado eléctrico de la energía no despachable y reconocer como generadores no despachables a las plantas tipo Eólicas e Hidroeléctricas de Filo de Agua”. A lo que se agregan criterios sobre la remuneración que este tipo de centrales recibirá. Con fecha 2 de abril de 2003, el INE aprobó la Resolución 07-2003 en la que produce las modificaciones en la normativa existente para dar lugar a la política fijada. Sin embargo, las normas citadas presentarían problemas de interpretación y aplicación, particularmente en el cálculo del incentivo establecido.

Las centrales eólicas no poseen garantía de suministro y su valor económico está dado por el combustible que permiten ahorrar. Por tal razón, mientras que una central térmica provee capacidad al sistema, una central eólica no posee esa virtud. En consecuencia el valor económico de una central eólica es inferior al de una central térmica y debería recibir una remuneración menor¹³.

Para determinar los aportes de la generación eólica al sistema eléctrico son necesarios estudios que tengan en cuenta tanto la hidrología como el régimen de vientos. A partir de ellos se podría dar una estimación del verdadero valor económico de este tipo de generación. No obstante, destacamos aquí que difícilmente pueda pretender tener el mismo valor que una central térmica de igual capacidad.

Ello está tenido en cuenta en la nueva normativa mencionada, que reconoce hasta el 70 % del valor que percibiría un generador de otro tipo vendiendo en el mercado de oportunidad, según nuestra interpretación de la nueva regulación. En ese caso podría decirse incluso que la remuneración a este tipo de centrales excede el valor económico del aporte, lo que no le quita validez por el carácter promocional de la norma, que valora mucho la sustitución de importaciones de combustible y la disminución de la vulnerabilidad externa.

Los comentarios que pueden hacerse sobre las pequeñas centrales a filo de agua son similares. No obstante aquí la garantía de cada central dependerá de sus características y no hay impedimentos a priori para que deba disminuir su capacidad en caso de estiaje. Ello dependerá de sus condiciones de diseño y si efectivamente es incapaz de garantizar cierta capacidad, su valor económico será inferior al de las centrales térmicas. En la regulación se trata a todas las centrales hidráulicas de filo de agua por igual, lo que quizás no resulta justo para algunos casos.

Una barrera adicional es de naturaleza fiscal, ya que las centrales térmicas reciben el beneficio de la exoneración impositiva del impuesto al consumo de combustibles para generar electricidad. Este beneficio fiscal para la generación térmica convencional, si bien permite disminuir el precio de la electricidad para los consumidores, desfavorece el

¹³ Pueden darse argumentos por los cuales se reconozca a las centrales eólicas una cierta capacidad de generación. Un caso es cuando se remunera a un conjunto grandes de centrales eólicas que estadísticamente muestran poseer cierta garantía en el suministro cuando el sistema requiere de esa capacidad. Es decir que si bien una central eólica aislada no posee garantía de suministro, ésta aumenta cuando se consideran más centrales y más distribuidas territorialmente. Otro aspecto que debe tenerse en cuenta es que si se cuenta con centrales hidráulicas de embalse, la generación de las centrales eólicas permite evitar la generación hidráulica en el período de estiaje y por lo tanto si el período crítico del sistema eléctrico coincide con esa época de aguas bajas, habrá más potencia hidráulica en condiciones de ser despachada.

desarrollo de la generación de fuente renovable si ésta no cuenta con tratamientos similares. Para contrarrestar esta situación se han establecido franquicias impositivas de importación de bienes y equipos necesarios para las operaciones de exploración y explotación geotérmica en la recientemente sancionada la Ley de Geotermia. A ello se suma la citada Ley N° 467 de Promoción del Subsector Hidroeléctrico, que establece un régimen de beneficios fiscales para los nuevos proyectos de generación de fuente hidráulica por un período de quince años, exonerando del pago de derechos arancelarios, impuesto al valor agregado sobre maquinarias y equipos, impuesto sobre la renta, impuestos municipales e impuesto de timbres fiscales. Estos beneficios se amplían a las instalaciones de transmisión y distribución asociadas al proyecto para el caso de los sistemas aislados.

C. BARRERAS TÉCNICAS

Por último, las energías de fuente renovable enfrentan barreras técnicas a su desarrollo en el país. En el caso de las centrales hidroeléctricas, resulta necesario profundizar las investigaciones geológicas para disminuir el riesgo asociado a los costos de construcción, como así también es necesario disponer de abundante información hidrológica para acotar el riesgo de las bajas hidráulicas y el dimensionamiento de las obras de evacuación. Estos estudios no son posibles de llevar a cabo sino durante largos períodos para obtener series representativas de los regímenes hidrológicos. Sin embargo, los registros históricos de caudales disponibles en el país son de períodos cortos, menores a veinte años.

Se considera que hay grandes oportunidades de cogeneración a partir de bagazo de caña y madera de eucalipto, constatándose el aprovechamiento en importante escala de ese recurso por parte de ingenios azucareros. Debe tenerse presente no obstante como barrera o limitante técnica que la generación de este origen está limitada por la disponibilidad de bagazo que se concentra normalmente en forma estacional. Después debe estar en condiciones de generar con combustibles tradicionales o madera, lo que disminuye su potencialidad competitiva.

En relación con la biomasa se ha terminado recientemente un estudio que establece un alto potencial de la misma para la generación de energía eléctrica, suficiente para abastecer una porción significativa de la expansión futura de la demanda. No obstante, ese potencial aún debe llegar a nivel de estudios sobre sitios y proyectos concretos a ser desarrollados.

Por su parte, la tecnología para la explotación geotérmica, si bien es de larga data, no cuenta con la experiencia que se ha logrado en otros tipos de generación, incluida la hidráulica. La conveniencia o no de una central de este tipo depende de singularidades geológicas, para cuya determinación son necesarias inversiones en exploración y estudios de proyectos de considerable monto para permitir su desarrollo. Con respecto al potencial eólico, existen algunas alternativas que hacen pensar en la factibilidad de algunos proyectos, aunque no existe una evaluación rigurosa del potencial del recurso¹⁴.

A ello debe sumarse que los proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos están ubicados a distancias grandes de los centros de consumo, con lo cual la interconexión con el sistema

¹⁴ Debe destacarse que sí se han hecho mediciones en varios sitios específicos que presentan especial interés, particularmente en la zona del Istmo de Rivas.

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

eléctrico principal es costosa y reduce más sus posibilidades económicas, frente a la flexibilidad de las centrales térmicas convencionales para su localización.

En el caso particular del equipamiento eólico, la magnitud posible a instalar está limitada por razones técnicas vinculadas a perturbaciones posibles en el sistema eléctrico. Por tal razón, por lo menos por ahora, esta tecnología encuentra límites a su expansión. De acuerdo a un estudio reciente realizado en el país, se considera que no resulta viable la instalación de más de 60 MW de energía eólica, por lo menos en el mediano plazo¹⁵. A lo que se agrega el inconveniente de que no provee energía firme al sistema, sino que obliga a poseer capacidad de respaldo al menos para una parte significativa de este equipamiento.

5.4.2 Recomendaciones

La diversificación de las fuentes de generación eléctrica es un desafío de largo plazo del sistema eléctrico del país, que requiere la definición de un conjunto de acciones estratégicas orientadas a su obtención, partiendo de la premisa de una evaluación costo-beneficio respecto de la explotación de recursos alternativos disponibles.

Entre estas acciones, cabe mencionar las siguientes, las que se desarrollan en mayor detalle en el capítulo siguiente:

- Diseñar instrumentos regulatorios que permitan el desarrollo de proyectos de fuente renovable. La estrategia de promoción de las centrales hidráulicas, de biomasa, geotérmicas y eólicas consistirá en alentar la participación de los aprovechamientos de energía renovable en los contratos de abastecimiento de las distribuidoras, estableciendo un régimen especial para la participación en las licitaciones de compra de energía y potencia de las mismas, en el contexto del procedimiento de adjudicación de contratos de largo plazo propuesto, así como nivelar el campo de juego en materia fiscal, por medio de la evaluación y elaboración de un régimen impositivo que permita la equiparación tipo de la generación de fuente renovable con la que se brinda a la generación de origen térmico.
- Impulsar un nuevo marco legal e institucional para el agua que defina con claridad las múltiples funciones del Estado en torno al uso y aprovechamiento de este recurso y proporcione un conjunto de reglas transparentes y previsibles, que sirvan de base y faciliten el emprendimiento de nuevos proyectos y contribuya a la resolución de la situación de los activos hoy en poder del Estado.
- Promover la realización de estudios técnicos que permitan determinar el potencial de los recursos renovables y la evaluación a nivel de pre-factibilidad de los futuros proyectos y la recopilación y organización de información relevante, impulsando y consolidando instrumentos como el Sistema de Información Energética de Nicaragua (SIEN) y el Centro de Documentación de la CNE.

¹⁵ Cf. Proyecto “Diseño de Estrategia de Políticas para la Promoción de Fuentes de Energía Renovable”, financiado mediante una asistencia técnica del Banco Mundial mediante su programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía (ESMAP) y ejecutado en conjunto con la CNE. El estudio analiza la instalación de una planta eólica de 20 MW en la zona de Chontales (Hato Grande) y otra de 40 MW en la zona de Rivas, destacándose algunas limitaciones técnicas de significación en cuanto a la reserva de regulación disponible.

5.5 INTEGRACIÓN DE UN MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

La integración eléctrica regional es posiblemente el proceso que mayores implicancias tendrá en la futura conformación de la industria eléctrica del país y de sus países vecinos, conformando su desarrollo exitoso un enorme desafío que requiere la definición clara de sus problemas clave y las opciones estratégicas para afrontarlos.

La integración eléctrica centroamericana traería consigo mayor eficiencia en la producción de energía eléctrica, mayor confiabilidad en el suministro eléctrico, mayor calidad de servicio y mejores precios para los usuarios. En este sentido, la integración posibilitaría complementar diferencias estructurales, integrando distintas curvas de demanda de los sistemas nacionales, diferentes hidrologías, obteniendo economías de escala y mejoras tecnológicas al conformar un mercado varias veces mayor al mercado nacional. Por su parte, la confiabilidad podría aumentar al disponerse de más apoyo durante emergencias, mejorar los modos de compartir reservas y respaldos y una mayor eficiencia en la operación de las interconexiones, al introducirse normas operativas comunes administradas por autoridades regionales. La calidad de servicio mejoraría al integrar una infraestructura de transmisión más robusta y aplicarse normas de calidad y seguridad uniformes. Por último, la mayor competencia y la reducción de las restricciones en el transporte se traduciría en mejores precios de la energía eléctrica para los usuarios finales.

Sin embargo, se puede observar que la situación actual en Nicaragua presenta hoy barreras al desarrollo de los intercambios internacionales que obstaculizan el desarrollo del mercado regional, tales como las que se indican a continuación.

5.5.1 Problemas clave

A. *INADECUACIÓN NORMATIVA CON LAS NORMAS TRANSITORIAS REGIONALES*

Si bien las Normas Transitorias del Mercado Regional están orientadas a respetar las distintas regulaciones nacionales, desacoplando en lo posible el tratamiento regulatorio de los mercados nacionales y el mercado regional concebido como un séptimo mercado, lo cierto es que la interacción de los distintos mercados y la operación de un mercado regional integrado implica un necesario nivel de simetría y armonización regulatoria. En este sentido, la regulación regional establece que los organismos competentes de cada mercado nacional deberán formular las interfaces adecuadas que permitan compatibilizar la reglamentación nacional con la transitoria del EOR.

Las normas de operación vigente en Nicaragua presentan hoy inconsistencias e incompatibilidades con las Normas Transitorias del Mercado Regional en distintos aspectos que van desde la modalidad de los predespachos al tratamiento de los contratos internacionales y la formulación de ofertas de oportunidad en el mercado de ocasión regional.

Como resultado del análisis realizado, las principales áreas que presentarían problemas son las siguientes:

i. Ofertas de los agentes nacionales al MER

Según lo expresado en la Organización Comercial del Mercado Eléctrico Regional (MER), cada mercado nacional continúa rigiéndose por su respectiva regulación nacional, excepto

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

en lo que se refiere a las modificaciones necesarias para asegurar la realización de ofertas requeridas para el MER. Este punto abarca tanto a las ofertas de inyección y de retiro de oportunidad, así como también las ofertas asociadas a contratos internacionales, ofertas que en la regulación de Nicaragua no están tratadas y sí lo están en el reglamento del MER. Por su parte, las Normas Transitorias del MER detallan el tratamiento de todo lo inherente al intercambio de información referida con ofertas internacionales. La modificación como mínimo debería referir a lo dispuesto en las Normas Transitorias del MER, ya que ahí se detalla el tratamiento de todo lo inherente al intercambio de información referida con ofertas internacionales.

ii. Predespacho Nacional

Con la puesta en vigencia de las Normas Transitorias del MER, resulta necesaria la coordinación de los procedimientos de predespacho nacional con el establecido en la regulación regional, de tal modo que los predespachos iniciales internos se adapten a la regulación del MER.

También es necesario definir un criterio de fijación de precios internos que según su regulación nacional debe contemplar los intercambios internacionales y ser a su vez compatible con el MER.

iii. Oferta y demanda virtual y contratos firmes

La reglamentación nacional establece que los contratos internacionales comprometen a un intercambio “físico” a través de la interconexión internacional. Sin embargo, en la regulación regional estos contratos son tratados como financieros. Además las referencias a demanda u oferta virtual sólo se utilizan en un sistema nacional, donde se busca representar los intercambios internacionales, lo cual ya no tiene sentido al recibir el CNDC directamente los intercambios netos producidos por OMCA para sus fronteras que ya son compatibles con MER.

iv. Mercado de Ocasión

Los intercambios en el mercado de ocasión de los países son intermediados y coordinados a través del CNDC y el correspondiente Organismo Encargado del Sistema y Mercado del otro país, donde CNDC decide si conviene importar o exportar de ocasión en nombre de los agentes aunque no fija para esto ningún criterio salvo el de neutralidad y transparencia. Por otra parte, se trata la exportación de ocasión como demanda flexible y a la importación de ocasión como oferta flexible.

Se considera necesario el ajuste de estos puntos ya que las Reglas del MER ahora consideran claramente los intercambios de ocasión ya sea como asociados a los contratos financieros internacionales o los de oportunidad debidos a excedentes de ofertas o demandas del país.

v. Los peajes de las transacciones internacionales

Las Normas Transitorias del EOR establecen el procedimiento para el pago de los peajes correspondientes a las transacciones internacionales. Debido a ello, Nicaragua recibirá pagos por su contribución a la Red de Transmisión Regional. Por su lado, la regulación Nicaragüense establece un mecanismo para el cálculo del peaje de la energía de paso que está vinculado al mercado interno.

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

Se considera necesario hacer los ajustes de la reglamentación para asegurar que los ingresos que reciba el país por su contribución sean incluidos en la remuneración del transportista nacional y por lo tanto descargados de la demanda interna.

vi. *Las pérdidas de las transacciones internacionales*

En la regulación interna se deben remunerar a los generadores las pérdidas producidas en el mercado mayorista del país. Hoy las pérdidas las pagan la demanda, tanto interna como de los exportadores locales. El sistema de remuneraciones del transporte del MER establece pagos que sirven tanto para tener en cuenta las pérdidas como parte de los costos fijos del transportista y estarán incluidos en los conceptos descriptos en el punto anterior.

En consecuencia será necesario hacer las adaptaciones de la regulación nacional para imputar adecuadamente los ingresos por pérdidas incluidos en el pago del peaje.

B. *OBSTÁCULOS TÉCNICOS EN LA OPERACIÓN*

La reciente entrada en operación del OMCA tenderá a resolver y agilizar por sí mismos los intercambios internacionales, posibilitando la celebración de contratos e intercambios de oportunidad que, si bien estaban contemplados en la regulación vigente en el país, no se reflejaban en la práctica.

Aun así, puede señalarse la subsistencia de un conjunto de obstáculos técnicos al desarrollo de los intercambios internacionales, tales como la falta de equipamiento de control y seguridad destinado a compatibilizar el sistema eléctrico nicaragüense con el resto de los países de la región dentro de las pautas establecidas por la normativa transitoria, la ausencia de un sistema completo de medición comercial de las transacciones internacionales y la falta de estudios de transmisión que contribuyan a determinar el potencial remanente apto para las transacciones internacionales y evitar saturaciones en el sistema.

C. *NECESIDAD DE CAPACITACIÓN TÉCNICA DE LOS ORGANISMOS NACIONALES PARA PARTICIPAR DEL MERCADO REGIONAL*

INE, CNDC y ENTRESA tienen asignado un rol fundamental dentro del esquema regulatorio y operativo regional hoy en proceso de instrumentación, para el que se requieren fortalezas y capacidades técnicas en materia de operación de interconexiones y administración de transacciones internacionales en el contexto de la normativa regional que hoy se encuentran débiles o inadecuados.

En efecto, el INE participa de la Comisión Reguladora de Interconexión Eléctrica (CRIE), CNDC participa del Ente Operador Regional (EOR) y ENTRESA forma parte de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que tendrá a su cargo la operación de la red regional que surja del proyecto SIEPAC. Esta situación implica exigencias adicionales en materia de capacidades institucionales hoy no disponibles en niveles adecuados.

5.5.2 **Recomendaciones**

Una decidida promoción de la integración eléctrica de tal modo de conformar un verdadero mercado eléctrico regional, según los lineamientos definidos y los compromisos asumidos por el país en el Tratado Marco requerirá:

5. Desafíos, problemas clave y recomendaciones. . .

- Armonizar la regulación nacional con las normas regionales, comenzando con las áreas de inadecuaciones regulatorias identificadas en la sección inmediata anterior.
- Promover la eliminación de los obstáculos técnicos a los intercambios identificados, de acuerdo a las acciones específicas que se detallan en el Plan de Acción desarrollado en el capítulo siguiente.
- Fortalecer la capacitación técnica de los organismos que participan en la integración de acuerdo a las acciones específicas que se detallan en el Plan de Acción desarrollado en el capítulo siguiente.

Si bien las instituciones más directamente involucradas en el proceso de integración eléctrica regional son el INE, ENTRESA/CNDC y el Consejo de Operación, la CNE, en cuando entidad de política a cargo de la preparación de la Estrategia del sector debe ocupar un rol en la definición de lineamientos y la búsqueda de consensos e instancias de coordinación que permitan que el Plan Estratégico se traduzca en decisiones y resultados.

5.6 EFICIENCIA ENERGÉTICA

5.6.1 Problemas clave

A. *INCREMENTO DEL CONSUMO Y CAPTACIÓN DE NUEVOS CLIENTES*

El incremento del consumo de los clientes existentes y el consumo de clientes nuevos no considera en la mayor parte de los casos, tecnologías de eficiencia energética ni opciones tarifarias existentes que inducen a la eficiencia y permiten obtener posteriormente facturas más bajas.

B. *APLICACIÓN DE PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA*

La CNE ha elaborado estudios sobre programas y acciones de eficiencia energética los cuales deben implementarse sin perder de vista que su responsabilidad es de promoción y no de ejecución.

C. *EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS PROGRAMAS*

Cualquier programa que se implemente debe ser monitoreado y evaluado para conocer si se cumplió con los objetivos planteados. No debe proponerse ningún programa si solamente se calculan los ahorros o beneficios que se estima obtener, (en general estas estimaciones son muy optimistas), sin establecer un sistema de monitoreo y verificación de los mismos.

5.6.2 Recomendaciones

Iniciar a la brevedad, acciones que orienten e induzcan a los consumidores a utilizar eficientemente la energía eléctrica mediante campañas de promoción.

Es fundamental que la ejecución de estas acciones, sea realizada con la participación de los consumidores, empresa privada, asociaciones gremiales y otras entidades gubernamentales con el apoyo de la CNE.

6. PLAN DE ACCIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

La implantación y puesta en marcha del Plan Estratégico que la ley encomienda elaborar a la CNE, requiere la elaboración de un Plan Acción, que permita que el análisis y recomendaciones realizadas se reflejen en un conjunto de objetivos, acciones y actividades, dispuestos de acuerdo a prioridades, que orienten la actuación de la CNE y las demás instituciones involucradas en la estructura de gobierno del sector.

El objetivo de este capítulo es presentar un Plan de Acción tentativo, que debe considerarse un documento de trabajo que sirva de base para la discusión tanto en el seno de la CNE como luego con las demás instituciones que el Plan involucra en distintas acciones y actividades.

Dado que el desarrollo de un Plan Estratégico para el sector eléctrico implica un proceso de implementación de políticas, este capítulo comienza con algunas consideraciones acerca de las características de estos procesos, las tareas que involucra y algunas herramientas utilizadas para su concreción, y continúa con una descripción del mandato legal de CNE.

Luego se presentan las acciones y actividades específicas del Plan de Acción propuesto, estructuradas en seis objetivos básicos:

- Fortalecer las instituciones del sector
- Promover la inversión privada
- Extender el acceso a la energía eléctrica
- Diversificar las fuentes de generación eléctrica
- Impulsar la integración eléctrica regional
- Promover la eficiencia energética

Al fin del capítulo, se presenta un resumen de las acciones mencionadas en formato de matriz.

6.2 ELEMENTOS DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN

El desarrollo y ejecución de la Estrategia y Plan de Acción implica iniciar un proceso de implementación de políticas de por sí complejo y difícil, que excede y se distingue de la implementación de un simple programa o proyecto gubernamental.

En efecto, la implementación de políticas reúne características distintivas especialmente relevantes para el Plan de Acción que aquí se presenta, tales como:

- El proceso de implementación no puede ser manejado por una sola entidad. Si bien la CNE es por mandato legal la entidad que debe preparar el Plan Estratégico, su implementación requiere de acciones concertadas de múltiples entidades y actores. Aún cuando la CNE debe asumir el rol de liderar el proceso, en la realidad ninguna entidad en forma individual podrá tomar a su cargo el proceso de implementación. La

6. Plan de acción. . .

responsabilidad, autoridad y potestades se encuentran dispersas entre los distintos actores involucrados, lo que implica que una gestión tradicional de tipo jerárquico no resulta aplicable.

- Los recursos necesarios para implementar el Plan pueden no estar disponibles desde el inicio. Los proyectos y programas cuentan habitualmente con un presupuesto dedicado desde el comienzo. Este no es el caso de la Estrategia y Plan de Acción, cuyo progreso y ejecución dependerá de la capacidad de influir para obtener financiamiento, identificar los posibles apoyos existentes y negociar la asignación de recursos.
- La implementación de la Estrategia y Plan de Acción no será un proceso lineal y coherente, sino más bien multi-direccional, fragmentado y muchas veces interrumpido y difícil de predecir. La forma de organizar la secuencia de acciones, priorizar y prestar atención resultará difícil de determinar y muy probablemente variará durante el proceso.

6.2.1 Tareas orientadas a la implementación

Las señaladas características del proceso de implementación del Plan hacen que los responsables de su puesta en marcha necesiten de un conjunto de herramientas que los ayuden a incursionar en las complejidades asociadas a la implementación de políticas.

Al momento de iniciar el proceso de implementación, deberá tenerse presente la siguiente secuencia de componentes básicos:

- Legitimación, es decir, conseguir que la Estrategia y Plan de Acción sean percibidas por las distintas instituciones y actores involucrados como importantes, valiosas, o deseables. En este proceso, la CNE debe ser la primera institución comprometida con la Estrategia y liderar su implementación. Para ello, resulta necesario comenzar con un proceso previo de consultas orientados a la obtención de consensos.
- Construcción de compromisos, es decir, obtener el apoyo activo de distintas instituciones, actores o grupos que vean a la Estrategia y Plan de Acción como deseable y beneficiosa y se comprometan a actuar para alcanzar los objetivos establecidos. Este compromiso debe promoverse y mantenerse durante todo el proceso de implementación, evitando su descarrilamiento o paralización. La realización de seminarios y talleres suele ser una herramienta de gran utilidad para dar cumplimiento con este requerimiento.
- Acumulación de recursos, esto es, asegurar que la asignación de recursos humanos y financieros sean suficientes para implementar la Estrategia y Plan de Acción. Esta tarea involucra numerosas actividades que van desde la negociación en la asignación de recursos, la influencia sobre la política presupuestaria del Gobierno hasta la adaptación de la estructura organizativa de las entidades involucradas en el proceso de implementación de la Estrategia.
- Definición de acciones movilizadoras, sobre la base de los consensos y compromisos obtenidos con las distintas instituciones y actores involucrados que participen en el proceso de implementación, que sirvan para traducir su compromiso en esfuerzos concretos dirigidos a alcanzar los objetivos propuestos. Estas acciones deben permitir

6. Plan de acción. . .

traducir las intenciones en posibles resultados. Por eso la importancia de que las distintas acciones identificadas en el Plan de Acción propuesto sean discutidas y analizadas con los distintos participantes necesarios para su implementación.

- Monitoreo del avance del proceso de implementación, por medio de la cual la CNE pueda identificar las posibles fallas, así como también mantenerse informado de los distintos impactos de las acciones ejecutadas.

6.2.2 Desarrollo de capacidades estratégicas de gestión

Las capacidades estratégicas de gestión son importantes para permitir a los responsables de la implementación enfrentarse con los desafíos que presenta el proceso. En términos simples, estas herramientas pueden ser definidas como las capacidades de mirar hacia fuera, mirar hacia adentro y mirar hacia delante.

Mirar hacia fuera. El rol que debe ocupar la CNE en la implementación de la Estrategia del Sector exige evitar la tendencia usual de los gestores y funcionarios a concentrarse en las rutinas diarias internas de la organización. Por el contrario, los responsables del proceso de implementación deben desarrollar la capacidad de ampliar su foco de atención más allá de las fronteras de su propia organización, lo cual implica ser más consciente de las entidades y distintos actores involucrados en el proceso que están fuera, y saber como responder apropiadamente en este escenario ampliado. Esto incluye la capacidad de identificar las distintas partes interesadas, crear oportunidades de participación, forjar alianzas entre los sectores público, privado y la sociedad civil, establecer objetivos factibles, obtener compromisos para la introducción de cambios y resolver conflictos.

Mirar hacia dentro. La CNE es una organización relativamente reciente que aún tiene que sortear obstáculos y resolver numerosos problemas para crear estructuras, sistemas y procedimientos internos eficientes para obtener resultados. Desarrollar esta capacidad estratégica debe permitir alcanzar un nivel de eficiencia operativo mínimo, que permita a la organización pensar y actuar de acuerdo a una estrategia.

Mirar hacia delante. La tercera capacidad se vincula con poder reunir estrategia, estructura y recursos para alcanzar los objetivos de política trazados. Por medio de la elaboración, implementación, revisión y monitoreo de la Estrategia, la CNE debe desarrollar la capacidad de actuar con anticipación y en forma proactiva – y no sólo reactiva y concentrada en las urgencias críticas del presente. La CNE deberá estar preparada para atender las urgencias de hoy, pero fundamentalmente deberá ser capaz de identificar y estar preparada para lo que será crítico en el futuro. Para el primer aspecto deberá contar con capacidades operativas de evaluación y monitoreo, mientras que para el segundo de los aspectos señalados, deberá desarrollar capacidades más intangibles, como el liderazgo, la capacidad de fijar la agenda del sector y de imaginar el futuro.

6.2.3 Herramientas de implementación

Algunas herramientas de implementación que resultan relevantes en el caso de la Estrategia y Plan de Acción del Sector son las siguientes:

Análisis de partes interesadas. Una primera herramienta consiste en determinar las partes interesadas en el proceso, es decir, todos aquellos actores que tienen un interés en el resultado de las decisiones de política que se propone implementar. Este análisis debe

6. Plan de acción. . .

permitir evaluar el grado de apoyo o de rechazo de las partes interesadas a las opciones de política disponibles. Se trata de identificar estas partes interesadas, clasificarlos en partidarios, oponentes y neutrales, evaluar sus recursos para apoyar u oponerse a una política y su voluntad de comprometerse en tal sentido y establecer prioridades entre las distintas partes interesadas.

Foros y seminarios. Se trata de herramientas procesales que permiten a las distintas partes interesadas compartir información, debatir temas, construir consensos y desarrollar estrategias y planes de acción. El éxito de la Estrategia y el Plan de Acción dependerá en gran medida de la capacidad de crear una base de entendimientos comunes sobre los aspectos clave del sector y una clara comprensión de las restricciones de su implementación si no se cuenta con el consenso y compromiso de distintos actores involucrados fuera de la CNE.

Negociación. La implementación de la Estrategia del Sector implicará en muchos casos apelar a la herramienta de la negociación, esto es, un conjunto de métodos para descomponer distintos aspectos en puntos de negociación, determinar resultados aceptables y definir estrategias de regateo. Estos métodos se integran con técnicas de comunicación interpersonal para el manejo de debates y discusiones, la gestión de conflictos y la obtención de acuerdos.

Coordinación. La coordinación es una herramienta que debe enfatizarse especialmente en este caso. Se trata de saber vincular los múltiples actores que involucra la implementación de la Estrategia, de tal modo que los pasos que cada uno debe tomar resulten complementarios y contribuyan a alcanzar los resultados previstos. La coordinación incluye compartir información, compartir recursos y emprender acciones conjuntas. Al pensar estas herramientas, las distintas entidades asociadas al proceso de implementación, deberán determinar las formas que le resulten más adecuadas, buscando las mejores oportunidades para trabajar en forma conjunta en forma beneficiosa para todos, articulando reglas comunes para su asociación y trabajo conjunto, aunque asegurándose que estas reglas no sean excesivamente formales o resulten restrictivas en lugar de cooperativas.

6.2.4 Reglas guía de la industria

En su artículo 2, la LIE establece un conjunto de reglas guía que deben ser tomadas en cuenta como pautas generales al momento de formular políticas, establecer acciones, dictar, aplicar o interpretar normas relativas al sector eléctrico nacional. Estas reglas son las siguientes:

- 1) Seguridad, continuidad y calidad en la prestación del servicio eléctrico.
- 2) Eficiencia en la asignación de los recursos energéticos, con el fin de obtener el menor costo económico la prestación del servicio eléctrico.
- 3) Promoción de una efectiva competencia y atracción del capital privado con el fin de incentivar su participación en la Industria Eléctrica.
- 4) Protección de los derechos de los clientes y el cumplimiento de sus deberes.
- 5) Eficiencia en el uso de la electricidad por parte de los clientes y los Agentes Económicos.

6. Plan de acción. . .

6) Prestación del servicio con estricto apego a las disposiciones relativas a la protección y conservación del medio ambiente y de seguridad ocupacional e industrial.

7) Expansión de la capacidad de generación de energía y del servicio eléctrico.

6.3 MANDATO LEGAL DE LA CNE

La Comisión Nacional de Energía de Nicaragua es el organismo rector del sector energético del país a cargo de la formulación de la política y planificación del sector energía¹⁶. Se trata de un organismo interinstitucional adscrito al Poder Ejecutivo, cuya función principal es la formulación de los objetivos, políticas, estrategias y directrices generales de todo el sector energético, así como la de su planificación indicativa, con el fin de procurar el desarrollo y óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos del país¹⁷.

Dentro del sector eléctrico, la CNE tiene de acuerdo a la ley las siguientes funciones básicas:

- Preparar, revisar y evaluar el plan estratégico del sector y, en general, formular la política energética nacional y las directrices generales de todo el sector (arts. 9, 12 inc. 1 y 16 LIE).
- Formular la planificación indicativa del sector (art. 9 LIE).
- Establecer la política de precios y subsidios (art. 12 inc. 1 y 112 LIE)
- Establecer las políticas de cobertura de servicio en el país, incluyendo la electrificación rural y administrar y reglamentar el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN) (art. 12 incisos 1 y 7 LIE)
- Establecer las políticas y estrategias de financiamiento e inversiones del sector energía, incluyendo la promoción de la participación del capital privado, la elaboración de los perfiles y estudios de prefactibilidad y factibilidad si es necesario, la emisión de criterios sobre la conveniencia y oportunidad de inversión en proyectos energéticos y la promoción de relaciones con las entidades financieras y el sector privado para evaluar las fuentes de financiamiento accesibles (art. 12 incisos 1, 2, 3, 5 y 6 LIE)
- Impulsar las políticas y estrategias que permitan el uso de fuentes alternas de energía para la generación de electricidad (art. 12 inciso 8)
- Elaborar y presentar al Ejecutivo los anteproyectos de ley del sector (art. 12 inc. 4)

¹⁶ Cf. Ley de la Industria Eléctrica N° 272 (LIE), definiciones.

¹⁷ Cf. LIE, art. 9.

6.4 FORTALECER LAS INSTITUCIONES DEL SECTOR

6.4.1 Objetivo

Fortalecer las instituciones y la estructura de gobierno del sector, mejorando el desempeño en sus capacidades de aplicación y ejecución normativa y la coordinación institucional, con la finalidad de mejorar la efectividad de la regulación, la credibilidad de las instituciones de gobierno y la transparencia y previsibilidad del sistema regulatorio en su conjunto.

6.4.2 Acciones

Con la finalidad de alcanzar el objetivo mencionado se proponen dos grupos de acciones. El primer grupo se orienta a mejorar el desempeño y coordinación institucional y comprende las acciones identificadas desde el punto A hasta el punto C. El segundo grupo se dirige a fortalecer las capacidades de aplicación y ejecución normativa y comprende las acciones identificadas desde el punto D al G.

A. *FORTALECER EL ROL DE LA CNE COMO ÓRGANO COORDINADOR DEL SECTOR*

El gran desafío de coordinación interinstitucional que enfrentará el sector es la puesta en marcha del Plan Estratégico del Sector. Para ello, se requerirá que la CNE lidere este proceso, implementando un conjunto de actividades orientadas a este fin, tales como:

- Iniciar un proceso de consultas orientado a la obtención de consensos.
- Organizar un foro dirigido a la construcción de compromisos para la implementación del Plan Estratégico del Sector.
- Establecer instancias de comunicación continua y coordinación con las principales instituciones del sector, determinando una agenda de acciones, actividades y asignando tareas y responsabilidades.

B. *REFORZAR LA AUTONOMÍA FUNCIONAL DEL CNDC*

El fortalecimiento de la autonomía funcional del CNDC requerirá el desarrollo de actividades tales como:

- Elaborar una reformulación de la estructura organizativa de ENTRESA/CNDC, para lo cual podrán tomarse como base los estudios ya realizados con anterioridad.
- Diseñar mecanismos que permitan una mayor independencia de la unidad organizativa CNDC, tales como la participación del Consejo de Operación en la selección de los funcionarios responsables por períodos fijos.

La ejecución de esta acción no se ubica dentro del ámbito de competencias de la CNE. Su función puede consistir en plantear el problema en la agenda de los aspectos institucionales del Plan Estratégico y contribuir en la definición de un lineamiento estratégico que luego sea implementado por las instituciones competentes directamente involucradas.

6. Plan de acción. . .

C. *ESTABLECER UN PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN INDICATIVO*

Con la finalidad de lograr una mayor efectividad y consistencia de la planificación indicativa con la expansión futura del sistema, se requiere establecer un procedimiento explícito y claro para la elaboración del Plan Indicativo, que determine mecanismos de coordinación entre las distintas entidades involucradas, tales como ENTRESA, INE y las empresas distribuidoras. Para ello, será necesario:

- Identificar las funciones y actividades vinculadas al Plan Indicativo – como por ejemplo la preparación del Plan de Obras de ENTRESA – las instituciones involucradas y los pasos a seguir.
- Analizar las prácticas y mecanismos informales de coordinación utilizados hasta la fecha, evaluando sus ventajas, desventajas y posibles mejoras.
- Formular un procedimiento de elaboración del Plan Indicativo que involucre a ENTRESA, INE, las distribuidoras y demás interesados y someterlo a consulta de estas instituciones.
- Una vez obtenido un consenso razonable sobre este procedimiento, adoptarlo formalmente por resolución expresa de la CNE o por medio del instrumento legal que se defina.

D. *FORTALECER EL ROL DEL REGULADOR EN EL MONITOREO DEL MERCADO MAYORISTA*

- Definir el rol y fortalecer una unidad de seguimiento del mercado mayorista y la operación del sistema dentro de INE.
- Capacitar de sus responsables, definir de funciones y claros canales de comunicación y coordinación con CNDC y Consejo de Operación

Esta es una acción cuya implementación excede el ámbito de competencias de la CNE. Su función puede consistir en plantear el problema en la agenda de los aspectos institucionales del Plan Estratégico y contribuir en la definición de un lineamiento estratégico que luego sea implementado por las instituciones competentes directamente involucradas.

E. *FORTALECER LA FUNCIÓN DE VIGILANCIA OTORGADA AL CONSEJO DE OPERACIÓN*

- Facultar al Consejo de Operación para realizar auditorías técnicas periódicas por medio de consultores independientes que contengan acciones y recomendaciones específicas, con acceso directo del INE de estos informes.
- Establecer procedimientos claros para la rendición de informes periódicos de CNDC al Consejo de Operación y al INE.

Al igual que en el caso anterior, la ejecución de esta acción excede el ámbito de competencias de la CNE.

6. Plan de acción. . .

F. *DISEÑAR UN PROCEDIMIENTO ARBITRAL CLARO Y COMPLETO DE RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS*

- Preparar los lineamientos de un procedimiento de resolución de controversias entre agentes orientado a dar una solución integral a los distintos tipos de disputas que puede suscitar la interpretación y aplicación de la regulación vigente.
- Integrar al INE, Consejo de Operación y CNDC en un grupo de trabajo orientado a obtener consensos e identificar responsables de la elaboración, aprobación e implementación de este procedimiento.

Al igual que en el caso anterior, la ejecución de esta acción excede el ámbito de competencias de la CNE.

G. *PROMOVER LA ASISTENCIA TÉCNICA Y LA CAPACITACIÓN DE LOS ORGANISMOS DE APLICACIÓN Y EJECUCIÓN NORMATIVA*

- Evaluar alternativas disponibles en los distintos organismos multilaterales y de cooperación internacional vinculados al sector.
- Formular lineamientos de necesidades de capacitación orientadas a la solicitud de cooperación

Al igual que en el caso anterior, la ejecución de esta acción excede el ámbito de competencias de la CNE.

6.5 PROMOVER LA INVERSIÓN PRIVADA**6.5.1 Objetivo**

Promover la inversión del capital privado, por medio de la definición de una política de precios estable y adecuada a los principios tarifarios establecidos en la ley, la implementación de un procedimiento de asignación de contratos de abastecimiento de largo plazo y la continuación del proceso de incorporación de capital privado emprendido, con la finalidad de alcanzar los objetivos fijados por el proceso de reforma y obtener sus beneficios esperados.

6.5.2 Acciones

La atracción de capital privado con el fin de incentivar su participación en la industria y la expansión de la capacidad de generación de energía y del servicio eléctrico, requiere la definición de un conjunto de acciones que permitan su obtención, tal como se indica a continuación.

A. *DEFINIR UNA POLÍTICA DE PRECIOS ESTABLE Y ADECUADA A LOS PRINCIPIOS TARIFARIOS*

En particular, la CNE debería adoptar políticas de precios orientadas a la solución de tres áreas de problemas específicos, debiendo:

6. Plan de acción. . .

- Definir la política de precios aplicable al siguiente período tarifario (2005-2009)¹⁸, que deberá tener en consideración el INE para la aprobación del nuevo régimen tarifario.
- Resolver el aplazamiento de la reestructuración tarifaria dispuesto por el Acuerdo Marco entre la Comisión Negociadora del Gobierno de Nicaragua y UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, de fecha 7 de junio de 2002, lo que implica una definición de la forma en que se completará el llamado Período Transitorio Inicial establecido en la Normativa de Tarifas, hasta la entrada en vigencia del nuevo pliego tarifario que resulte de la primera renegociación tarifaria.
- Solucionar el problema de la remuneración de las ampliaciones del transporte hacia el futuro, por medio del adecuado reconocimiento del costo de capital en las nuevas inversiones que realiza ENTRESA en el sistema nacional de transmisión. La función de la CNE aquí se limita a la fijación de la política tarifaria en materia de transporte. La formulación o adecuación de la regulación vigente es competencia del INE.

B. *DISEÑAR E IMPLEMENTAR UN PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE LARGO PLAZO*

Si bien la regulación vigente se limita a dos años de contratación, el horizonte de planificación y decisión sobre contratos requiere ser extendido. En efecto, el diseño y la implementación de un procedimiento de asignación de contratos de abastecimiento de largo plazo abierto y transparente permitirá a las distribuidoras la adquisición eficiente y competitiva de sus requerimientos de potencia y energía, así como contar con una herramienta fundamental para sustentar la incorporación de nuevas inversiones en generación.

Por tal razón, para realizar los llamados a licitación para la adquisición de energía y potencia por parte de los distribuidores, debe posibilitarse que la capacidad libre existente compita con nuevas máquinas a ser instaladas. Para ello será necesario que la licitación se realice con anticipación suficiente a la fecha de entrada en vigencia de los contratos para permitir que nuevo equipamiento pueda desafiar a la capacidad instalada libre.

Por otra parte, dado que los contratos constituyen la principal componente del costo de la energía a ser trasladado a tarifas, los procedimientos vinculados a los procesos de licitación deben ser detallados y estandarizados por parte de la autoridad reguladora.

El procedimiento propuesto debe complementar lo ya establecido en la Normativa de Tarifas y demás normativa existente para permitir atender la necesidad de incorporar los contratos de largo plazo.

Las acciones específicas que se deberían abordar son las siguientes:

- Establecer lineamientos de la propuesta, para lo cual se adelantan los siguientes elementos fundamentales¹⁹:

¹⁸ En esta tarea está prestando asistencia técnica a la CNE PA Consulting Group.

6. Plan de acción. . .

- Debe orientarse a posibilitar la expansión de la oferta de generación, facilitando la participación de generación a instalar.
 - Debe incluir un proceso detallado de contrataciones que se imponga en forma estándar tanto para el llamado a licitación como para la evaluación de las ofertas.
 - Debe ser amplio, incluyendo tanto los contratos de largo plazo como también los de corto y mediano plazo.
 - Debe incluir el tratamiento a dar en las licitaciones a la generación de fuentes renovables.
 - Debe incluir algunas obligaciones adicionales a los distribuidores para desarrollar un programa de contrataciones de largo plazo a ser supervisado por el INE.
 - Debe ser consultado y acordado con los distribuidores, los que podrán ver en esta propuesta la oportunidad de dar mayor previsibilidad a sus provisiones de abastecimiento.
- Conformar Grupo de Trabajo CNE / INE y someter a proceso de discusión previa con los distintos interesados, en especial los distribuidores y generadores.
 - Elaborar y aprobar procedimiento, el cual podría instrumentarse por medio del desarrollo de normas complementarias del actual Título 3 (“Contratos de una empresa de distribución a trasladar a tarifas”) de la Normativa de Tarifas y por tanto requiere la aprobación del INE. Esta actividad excede el ámbito de competencias específico de la CNE. La CNE podrá participar en la definición de los lineamientos de la propuesta (que pueden enmarcarse como parte de la Política de Precios en Generación) y en la conformación de un Grupo de Trabajo. En la etapa de instrumentación, la tarea recaerá fundamentalmente sobre el INE, el que podrá eventualmente recurrir a un Consultor independiente para la elaboración del documento.

C. *EVALUAR LA SITUACIÓN DEL PROCESO DE INCORPORACIÓN DE CAPITAL PRIVADO EMPRENDIDO*

Resulta necesario realizar una evaluación del estado de situación del proceso de privatización de GECSA e HIDROGESA que permita al Gobierno contar con un claro diagnóstico de la situación, las opciones disponibles y los pasos a seguir. Cualquiera sea la recomendación a la que se arribe como resultado de esta evaluación, lo cierto es que lo que debe evitarse es una prolongación de la situación de indefinición e incertidumbre actual, sin tomar decisiones sobre el rol de empresa hidroeléctrica, sus necesidades de inversión o el destino de sus utilidades, como así tampoco sobre la continuación del subsidio que recibe GECSA como resultado de sus compromisos financieros.

La posibilidad de completar el proceso de incorporación de capital privado emprendido hoy inconcluso permitiría atraer nueva inversión en el segmento de generación, y, fundamentalmente, abriría la oportunidad de obtener recursos de gran significación para el

¹⁹ Cabe tener presente que PA ha desarrollado en más detalle esta propuesta en su Informe sobre Desarrollo de una Política de Precios y Subsidios. Lo que en el mencionado informe se propone es tratar este tema como Política de Precios para el segmento de Generación. De este modo, la competencia y rol de CNE son claros en la definición de estos lineamientos estratégicos.

6. Plan de acción. . .

financiamiento de la electrificación rural, si se dispone expresamente la obligación legal de afectar los fondos resultantes de este proceso al FODIEN²⁰.

6.6 EXTENDER EL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

6.6.1 Objetivo

Extender el acceso de la energía eléctrica a toda la población, a través de la definición de las prioridades y criterios básicos de política, el fortalecimiento del marco regulatorio e institucional, la definición de una política de subsidios claramente orientada a los sectores más necesitados, el otorgamiento de financiamiento sustentable y condiciones adecuadas de transparencia al FODIEN y la puesta en marcha un Plan de Desarrollo de la Electrificación Rural, con el propósito de alcanzar condiciones adecuadas de equidad social y territorial en la expansión del abastecimiento y eficiencia en la asignación de recursos.

6.6.2 Acciones

Las acciones identificadas orientadas a alcanzar el objetivo trazado son las siguientes:

A. *DEFINIR LAS PRIORIDADES Y CRITERIOS BÁSICOS DE LA POLÍTICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL*

La CNE ya cuenta con una propuesta de Política de Electrificación Rural de fecha reciente, además de otros estudios, recomendaciones y propuestas, que requieren ser consideradas y analizadas como base para la definición de un conjunto de prioridades y criterios básicos.

Las acciones específicas deberán centrarse en:

- Evaluar recomendaciones y propuestas disponibles, por parte de la Dirección de Electrificación Rural (DER), teniendo en cuenta las pautas recomendadas en el capítulo anterior de este informe.
- Proponer documento de trabajo a la CNE
- Adoptar Criterios Básicos de Política por Resolución CNE

B. *FORTALECER EL MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL*

La implementación de las políticas de electrificación rural requiere el fortalecimiento del marco regulatorio e institucional existente, para lo cual será necesario:

- Convertir a la CNE en la institución líder en materia de electrificación rural, delimitando sus funciones al diseño de estrategias, políticas, planes y gestión y administración de subsidios, y evitando participar de las funciones de construcción, operación o mantenimiento de instalaciones.

²⁰ La utilización de mecanismos de este tipo ha sido valiosa en la experiencia de la región, como es el caso de Guatemala, en donde los recursos obtenidos en la privatización fueron destinados a un fondo fiduciario destinado a financiar la ampliación del acceso a nuevos usuarios.

6. Plan de acción. . .

- Crear una instancia de coordinación con las distintas instituciones involucradas. La CNE no puede estar a cargo de la implementación completa de las estrategias, políticas y planes que defina, sino que se requiere la activa participación y coordinación con otras instituciones. Resulta indispensable en este sentido crear un grupo de trabajo conjunto con el INE que, de acuerdo a las necesidades que se definan en una agenda común, involucre la participación del sector privado y demás instituciones y actores envueltos en el proceso.
- Impulsar los desarrollos normativos y metodológicos complementarios para alcanzar los objetivos trazados. La implementación de las políticas y planes de electrificación incluyen numerosos aspectos normativos, regulatorios y metodológicos que requieren la aprobación del INE y la participación de distintas partes interesadas. El rol de la CNE debe ser identificar estos aspectos, proponer posibles alternativas y promover en el seno de las instancias de coordinación que se creen su tratamiento, desarrollo y aprobación. En este sentido, se destaca el tratamiento regulatorio de tarifas, calidad y criterios constructivos adaptados a zonas rurales, así como las normas y metodologías aplicables a la extensión de líneas en las zonas aledañas a la red de las concesionarias del servicio.

C. *DEFINIR UNA POLÍTICA DE SUBSIDIOS EXPLÍCITA, CLARAMENTE ORIENTADA A LOS SECTORES MÁS NECESITADOS*

La política de subsidios debe orientarse hacia los sectores de menores ingresos, dirigida a proveer la sustentabilidad social del proceso de reforma, para lo cual será necesario:

- Evaluar recomendaciones y/o propuestas a ser formuladas en el Estudio Política de Precios y Subsidios, actualmente en elaboración por parte de PA, poniendo especial atención en:
 - Priorizar los subsidios al acceso al servicio, posibilitando nuevas conexiones y reduciendo en lo posible los subsidios recurrentes al consumo y la duplicación de subsidios
 - Orientar los subsidios al consumo a posibilitar el abastecimiento de los usuarios rurales y de menores ingresos que de otro modo no serían abastecidos, minimizando las distorsiones en las señales tarifarias.
 - Minimizar los subsidios implícitos o encubiertos, buscando en todo momento implementar mecanismos claros y explícitos que permitan la cuantificación y gestión transparente del sistema.
 - Circunscribir el rol del Gobierno al diseño e implementación de políticas y subsidios, evitando en lo posible involucrarse como proveedor del servicio, comprador o suministrador de equipos o instalaciones.
- Proponer documento de trabajo a la CNE
- Adoptar Política de Precios y Subsidios por Resolución CNE
- Formular Plan de Acción para su implementación, coordinando actividades con el INE

6. Plan de acción. . .

D. OTORGAR FINANCIAMIENTO SUSTENTABLE Y CONDICIONES ADECUADAS DE TRANSPARENCIA AL FODIEN

El desarrollo de la electrificación rural del país requiere de una gestión activa del Gobierno en procura de asegurar los recursos financieros necesarios para este fin, otorgando financiamiento sustentable de largo plazo al FODIEN.

Para ello, las acciones a seguir deberían centrarse en:

- Evaluar alternativas de financiamiento, para lo cual será necesario considerar como opciones disponibles:
 - Crear un impuesto a las transacciones en el mercado mayorista, para lo cual será necesaria la elaboración de un proyecto de ley a ser enviado a la Asamblea Nacional. Este proyecto debería acompañarse de un estudio que evalúe montos esperados de recaudación, impacto sobre la incorporación de nuevos usuarios al servicio y cuantifique su costo en la tarifa. La gran ventaja de este mecanismo es que posibilitaría contar con una base presupuestaria sólida y sustentable para la definición de los planes y metas de electrificación²¹.
 - Asignar recursos provenientes de las empresas de generación en manos del Estado. Actualmente, HIDROGESA estaría asistiendo financieramente a GECSA, lo que permite pensar en la existencia de recursos que podrían, previa evaluación, reasignarse de acuerdo a las prioridades que se definan, en forma consistente con la Estrategia y Plan de Acción del sector.
 - Decidir la venta de activos de generación en poder del Estado, completando el proceso de transferencia al sector privado hoy detenido, afectando su resultado al FODIEN.
- Fortalecer las condiciones de transparencia y previsibilidad en la administración del FODIEN, de tal modo de maximizar las oportunidades que puedan ofrecer las donaciones y préstamos provenientes de los organismos multilaterales y demás organizaciones internacionales²².

E. PONER EN MARCHA UN PLAN DE DESARROLLO DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

La CNE ya cuenta con herramientas de gran valor y grado de desarrollo como el llamado Plan Nacional de Electrificación Rural para Zonas Concesionadas (PLANERAC), cuya implementación depende de una clara definición política y la asignación de recursos para su puesta en ejecución.

²¹ El Informe Desarrollo de una Política de Precios y Subsidios preparado por PA ya contiene una evaluación cuantitativa de este impuesto, de acuerdo a distintos objetivos de recaudación y su impacto en el precio del mercado mayorista.

²² Para ello, un componente del programa PERZA del Banco Mundial se destinaría a la realización de un estudio que desarrolle una propuesta para atender el aspecto aquí señalado.

6. Plan de acción. . .

- Evaluar el PLANERAC de acuerdo a las prioridades, los criterios básicos y la política de subsidios que se definan, realizando los ajustes que se estimen necesarios.
- Identificar los participantes, actores y demás interesados en el proceso de implementación y los canales institucionales e instancias de coordinación necesarias.
- Analizar las opciones de financiamiento necesarias para la puesta en marcha del Plan.
- Identificar barreras adicionales a su implementación y opciones posibles de solución. Un aspecto especialmente relevante es diseñar una estrategia para la implementación del PLANERAC en la franja de los 150 m, en donde debe definirse el rol de la contribución reembolsable establecido en la regulación.

6.7 DIVERSIFICAR LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

6.7.1 Objetivo

Promover la diversificación de las fuentes de generación eléctrica, a través de instrumentos regulatorios que permitan el desarrollo de proyectos de fuente renovable, el impulso de un nuevo marco legal e institucional para el agua y la realización de estudios técnicos, registro de datos y la organización de un sistema de información eficaz, con la finalidad de alcanzar un desarrollo sustentable de la industria eléctrica nacional de largo plazo.

6.7.2 Acciones

A. *DISEÑAR INSTRUMENTOS REGULATORIOS QUE PERMITAN EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE FUENTE RENOVABLE*

La promoción de las centrales hidráulicas, de biomasa, geotérmicas y las centrales eólicas puede lograrse mediante las siguientes acciones específicas:

- Alentar la participación de los aprovechamientos de energía renovable en los contratos de abastecimiento de las distribuidoras, estableciendo un régimen para la participación en las licitaciones de compra de energía y potencia de las mismas. Sin el desarrollo de contratos de abastecimiento de largo plazo será muy difícil el desarrollo de centrales de generación de fuente renovable. Por eso, en el contexto del procedimiento de adjudicación de contratos de largo plazo propuesto más arriba en este Informe, deberá incluirse el tratamiento que se dará a la adjudicación de contratos que permitan el desarrollo de generación a instalar de fuente renovable, por medio de un tratamiento especial de incentivos.
- Nivelar el campo de juego en materia fiscal y de incentivos, por medio de la evaluación y elaboración de un régimen fiscal que permita la equiparación tipo de la generación de fuente renovable con la que se brinda a la generación de origen térmico, la que goza de la exoneración de gravámenes a los combustibles²³.

²³ La reciente Ley N° 467, de fecha 9 de julio de 2003, establece el Régimen de Promoción del Subsector Hidroeléctrico, otorgando beneficios fiscales para los nuevos proyectos de generación de

6. Plan de acción. . .

B. IMPULSAR UN NUEVO MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL PARA EL AGUA

El desarrollo de la generación hidroeléctrica requiere una revisión del marco legal e institucional vigente del agua orientada a definir con claridad las múltiples funciones del Estado en torno al uso y aprovechamiento de este recurso y proporcionar un conjunto de reglas transparentes y previsibles, que sirvan de base y faciliten el emprendimiento de nuevos proyectos y contribuya a la resolución de la situación de los activos hoy en poder del Estado, completando el proceso de transferencia emprendido.

En este sentido, se considera como acciones fundamentales por parte de la CNE:

- Participar activamente en el proceso de elaboración del proyecto de Ley General de Aguas, actualmente en tratamiento en el Ministerio de Fomento e Industria, proveyendo comentarios y propuestas, para los que deberá tenerse especialmente en cuenta:
 - La transparencia y objetividad de las condiciones de otorgamiento de las concesiones o permisos de uso del agua con fines de explotación hidroeléctrica.
 - La existencia de un procedimiento simplificado para pequeñas centrales hidráulicas²⁴.
 - La prioridad otorgada a este uso en el conjunto de los distintos aprovechamientos del recurso.
 - La simplicidad, claridad y consistencia del marco institucional diseñado, buscando herramientas tales como la ventanilla única.
- Participar en el tratamiento legislativo del proyecto ley, impulsando su sanción

C. PROMOVER LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS Y LA RECOPIACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE INFORMACIÓN RELEVANTE

La promoción del desarrollo de la generación de fuente renovable requiere de:

- Realizar estudios técnicos que permitan determinar el potencial de los recursos renovables y la evaluación de los futuros proyectos, en particular:
- Continuar los estudios de aprovechamiento de recursos hidráulicos para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas fuera de red, que posibilite la concreción de proyectos cuyos costos resulten económicamente competitivos. En particular, profundizar el estudio a nivel de perfil de los sitios con potencial ya identificados²⁵.

fuelle hidráulica por un período de quince años, exonerando del pago de derechos arancelarios, impuesto al valor agregado sobre maquinarias y equipos, impuesto sobre la renta, impuestos municipales e impuesto de timbres fiscales. Estos beneficios se amplían a las instalaciones de transmisión y distribución asociadas al proyecto para el caso de los sistemas aislados.

²⁴ Debe tenerse presente que la reciente Ley de Promoción del Subsector Hidroeléctrico establece un régimen de Permisos de Aprovechamiento de Agua para centrales de capacidad inferior a 5 MW.

²⁵ Estudio PNUD-GEF-CNE, por el cual se habrían identificado 70 sitios con potencial para el desarrollo de pequeñas centrales hidro, de los cuales se habrían escogido 30 sitios para su desarrollo

6. Plan de acción. . .

- Continuar con los estudios de aprovechamiento de centrales hidroeléctricas de mayor porte que presenten las mejores condiciones económicas.
- Impulsar el Sistema de Información Energética de Nicaragua (SIEN) y el Centro de Documentación de la CNE; y organizar y actualizar la cartera de proyectos de fuente renovable.

6.8 IMPULSAR LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

6.8.1 Objetivo

Impulsar la conformación de un mercado eléctrico regional, por medio de la armonización de la regulación nacional con las normas regionales, la eliminación de obstáculos técnicos a los intercambios y el fortalecimiento de la capacitación técnica de los organismos que participan en la integración, con la finalidad de mayor eficiencia en la producción de energía eléctrica, mayor calidad de servicio, mejores precios para los usuarios y mayor confiabilidad en el suministro del sistema eléctrico nacional.

6.8.2 Acciones

A. *ARMONIZAR LA REGULACIÓN NACIONAL CON LAS NORMAS REGIONALES*

Facilitar y agilizar el proceso de integración eléctrica regional requiere la armonización de la Normativa de Operación para adaptarse a las normas regionales vigentes, adecuando o modificando aquellas disposiciones que hayan perdido actualidad, que puedan resultar inconsistentes o que puedan constituir una barrera para la expansión de los intercambios y el desarrollo del mercado regional.

En este sentido, el INE, el CNDC y el Consejo de Operación deben participar activamente en el proceso de armonización y adecuación normativa a fin de promover el proceso de integración, aprovechando las oportunidades que ofrecerá el desarrollo de los intercambios internacionales²⁶. Esta es una acción cuya implementación excede el ámbito de competencias de la CNE. Su función puede consistir en plantear el problema en la agenda de los aspectos de integración regional del Plan Estratégico y contribuir en la definición de lineamientos estratégicos que luego sea implementado por las instituciones competentes directamente involucradas.

Las acciones específicas recomendadas se orientan a la reformulación, ajuste y adecuación de la normativa nacional, armonizándola con las normas regionales vigentes, especialmente en las siguientes áreas:

- Adecuar Normativa de Operación para:
 - Considerar ofertas de oportunidad asociadas a contratos o debidas a excedentes y disposición a retirar oferta nacional por parte del CNDC

a nivel de perfil. Estos 30 sistemas representarían 9.6 MW de potencia, llevarían el servicio a 15,000 viviendas a un costo total de US \$40.5 millones, equivalente a US\$ 2,613 por usuario.

²⁶ PA ha realizado recientemente una revisión de esta Normativa para ENTRESA/CNDC.

6. Plan de acción. . .

- Adecuar los predespachos nacionales a la normativa del EOR
- Nominar los contratos internacionales como financieros, de acuerdo al MER
- Adecuar Normativa de Transporte para:
 - Incluir los ingresos en la remuneración del transportista
 - Imputar adecuadamente los ingresos por pérdidas

B. *PROMOVER LA ELIMINACIÓN OBSTÁCULOS TÉCNICOS A LOS INTERCAMBIOS*

La eliminación de los obstáculos técnicos a los intercambios internacionales requerirá de una decidida acción de los organismos públicos del sector, orientada a:

- Adecuar el equipamiento de control y seguridad que se requieran compatibilizar el sistema eléctrico nicaragüense al resto de los países de la región de acuerdo a las pautas establecidas en Normas Transitorias del EOR.
 - Determinar el estado de los sistemas de control a partir de la información existente y auditar las instalaciones.
 - Determinar presupuestos y elaborar un plan de acción para completar el equipamiento.
 - Instalar equipamiento para cumplimentar normativa de calidad y seguridad del MER
- Establecer el sistema de medición comercial que requieren los intercambios internacionales de acuerdo a las pautas establecidas en Normas Transitorias del EOR.
 - Recolectar la información sobre el sistema de medición comercial existente, realizar las correspondientes auditorías y establecer los requerimientos para cumplir con la normativa existente.
 - Determinar la responsabilidad de cada tipo de agentes para completar el equipamiento.
 - Incorporar los equipos requeridos por el EOR para las transacciones internacionales
- Realizar los estudios eléctricos que permitan la plena utilización de las líneas de interconexión para integrar el sistema de Nicaragua a la región.
 - Recolectar toda la información necesaria para la realización de estudios eléctricos del sistema nacional
 - Realizar estudios eléctricos para precisar capacidad de líneas del sistema nacional
 - Realizar estudios eléctricos para precisar capacidad de líneas de interconexión con países vecinos

Al igual que el caso anterior, esta es una acción cuya implementación excede el ámbito de competencias de la CNE. Su función puede consistir en plantear el problema en la agenda de los aspectos de integración regional del Plan Estratégico y contribuir en la definición de un

6. Plan de acción. . .

lineamiento estratégico que luego sea implementado por las instituciones competentes directamente involucradas.

C. *FORTALECER LA CAPACITACIÓN TÉCNICA DE LOS ORGANISMOS QUE PARTICIPAN EN LA INTEGRACIÓN*

INE, CNDC y ENTRESA deben estar preparados para participar dentro del esquema regulatorio y operativo regional, fortaleciendo su capacidad técnica y de administración financiera, de tal modo de consolidar el desempeño de sus funciones dentro del Mercado Regional.

En efecto, los intercambios internacionales en un contexto regional imponen nuevas exigencias al personal de las instituciones, que se traducen en la necesidad de un tratamiento eficaz de la información, una adecuada capacitación ajustada a la lógica de las operaciones internacionales y la participación en los debates que se van a llevar a cabo hasta la completa instrumentación del Mercado Regional.

Para tal fin, el personal de las mencionadas instituciones requeriría de asistencia técnica y capacitación en materia de operación de las interconexiones y administración de transacciones internacionales en el contexto dado por el Diseño General del Mercado Eléctrico Regional y las nuevas normas regionales de operación.

De este modo, se identifican como acciones específicas:

- Desarrollar e implementar un Programa de Capacitación INE/ENTRESA/CNDC en relación a Normativa MER
- Fortalecer vínculos de los Organismos Nacionales con sus equivalentes en los países de la región, así como con los Organismos Regionales

Al igual que el caso anterior, esta es una acción cuya implementación excede el ámbito de competencias de la CNE.

6.9 PROMOVER LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

6.9.1 Objetivo

Lograr la eficiencia en el uso final de la energía eléctrica mediante la implementación de actividades de promoción que induzcan a los consumidores a ahorrar y conservar energía, a manejar la demanda donde sea factible y en general a aprender a administrarla previo conocimiento de las herramientas disponibles con que cuentan para lograrlo.

6.9.2 Acciones

- **La capacitación tecnológica de los sectores consumidores.** Proporcionar la asesoría técnica para reducir el consumo de energía eléctrico,
- **La formación y fortalecimiento del recurso humano.** Mediante capacitación, cursos, talleres sobre diferentes tópicos relacionados.

- **El desarrollo del concepto de administración de la energía eléctrica.** A través del establecimiento de normas, patrones, indicadores, que permitan a las unidades empresariales, al público en general conducir su propia gestión energética.
- **La divulgación y promoción de eventos replicables.** Poner a disposición del público en general elementos para la selección de equipos, y toma de medidas de uso racional de energía.
- **El impulso al sector privado para la toma de decisiones** y emprendimiento de acciones en materia de uso racional de la energía.

6.10 SINTESIS DE OBJETIVOS, ACCIONES Y ACTIVIDADES

A continuación se adjunta una tabla resumen con las acciones mencionadas, en la cual resta completar el nivel de Prioridad y Fecha de Ejecución, aspectos que deberán ser discutidos entre todas las partes involucradas.

1. Fortalecer las instituciones y estructura de Gobierno del Sector		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Fortalecer el rol de la CNE como organismo rector del Sector	Iniciar un proceso de consultas orientado a la obtención de consensos	CNE
	Organizar un foro dirigido a la construcción de compromisos para la implementación del Plan Estratégico del Sector	CNE
	Establecer instancias de comunicación continua y coordinación con las principales instituciones del Sector, definiendo agenda de acciones, actividades y asignando tareas y responsabilidades	CNE
Reforzar la autonomía funcional del CNDC	Elaborar una reformulación de la estructura organizativa de ENTRESA/CNDC	INE / CNDC / CO
	Diseñar mecanismos que permitan una mayor independencia de la unidad organizativa CNDC	INE / CNDC / CO
Establecer un procedimiento formal para la elaboración del Plan Indicativo	Identificar las funciones y actividades vinculadas al Plan Indicativo, las instituciones involucradas y los pasos a seguir	CNE
	Formular un procedimiento formal de elaboración del Plan Indicativo someterlo a consulta de estas instituciones	CNE
Fortalecer el rol del Regulador en el monitoreo del mercado	Definir y/o fortalecer una unidad de seguimiento del mercado mayorista y la operación del sistema dentro de INE.	INE

1. Fortalecer las instituciones y estructura de Gobierno del Sector		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
mayorista	Capacitar a los responsables, definir funciones y claros canales de comunicación y coordinación con CNDC y Consejo de Operación	INE/CNDC
Fortalecer la función de vigilancia otorgada al Consejo de Operación	Facultar al Consejo de Operación para realizar auditorías técnicas periódicas	INE/ CNDC/ CO
	Establecer procedimientos claros para la rendición de informes periódicos de CNDC al Consejo de Operación y al INE	INE/ CNDC/ CO
Diseñar un procedimiento arbitral claro y completo de resolución de controversias entre agentes	Preparar lineamientos de un procedimiento de resolución de controversias entre agentes	INE/ CO/ CNDC
	Integrar al INE, Consejo de Operación y CNDC en un grupo de trabajo e identificar responsables de la elaboración, aprobación e implementación de este procedimiento	INE/ CO/ CNDC
Promover la asistencia técnica y la capacitación de los organismos de aplicación y ejecución normativa	Evaluar alternativas disponibles en los distintos organismos multilaterales y de cooperación internacional vinculados al sector	CNE / INE / CNDC
	Formular lineamientos de necesidades de capacitación orientadas a la solicitud de cooperación	CNE / INE / CNDC

2. Promover inversión de capital privado		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Definir Política de Precios estable y adecuada a los principios tarifarios	Definir la política de precios aplicable al siguiente período tarifario (2005-2010)	CNE
	Resolver aplazamiento de la reestructuración tarifaria dispuesto por el Acuerdo Marco	CNE
	Solucionar problema de la remuneración de las ampliaciones del transporte	CNE
Diseñar e implementar procedimiento de asignación de contratos de largo plazo	Establecer lineamientos de la propuesta sobre la base de las recomendaciones formuladas o bien por medio de un estudio complementario sobre este tema	CNE / INE
	Conformar Grupo de Trabajo entre CNE e INE, además de ser sometida a proceso de consulta y discusión previa con los distintos interesados	CNE / INE
	Elaborar y aprobar procedimiento	INE

2. Promover inversión de capital privado		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Completar proceso de incorporación capital privado	Evaluar el estado de situación del proceso de privatización de HIDROGESA (diagnóstico de la situación, las opciones disponibles y los pasos a seguir) Esto puede requerir asistencia técnica externa	CNE/ ENEL
	Evaluar el estado de situación del proceso de privatización de GECSA (diagnóstico de la situación, las opciones disponibles y los pasos a seguir) Esto puede requerir asistencia técnica externa	CNE/ ENEL

3. Extender el acceso a la energía eléctrica		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Definir prioridades y criterios básicos de la Política de Electrificación rural	Evaluar recomendaciones/propuestas disponibles, por parte de la DER	CNE
	Proponer documento de trabajo a la CNE	CNE
	Adoptar Política de Electrificación Rural por resolución de CNE	CNE
Fortalecer el Marco Regulatorio e Institucional	Convertir a la CNE en la institución líder en materia de Electrificación Rural	CNE
	Crear una instancia de coordinación con las distintas entidades involucradas	CNE
	Impulsar los desarrollos normativos y metodológicos complementarios en cooperación con INE y demás agentes involucrados. Puede requerir asistencia técnica para elaboración de propuesta base.	CNE
Definir una Política de Subsidios explícita orientada a los sectores más necesitados	Evaluar recomendaciones/propuestas a ser formuladas por PA Consulting Group	CNE
	Proponer documento de trabajo a la CNE, por parte de DER/DIRPOL	CNE
	Adoptar Política de Precios y Subsidios por resolución de CNE	CNE
	Formular Plan de Acción para su implementación, coordinando actividades con el INE	CNE

3. Extender el acceso a la energía eléctrica		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Otorgar financiamiento sustentable y condiciones adecuadas de transparencia al FODIEN	Evaluar alternativas de financiamiento: <ul style="list-style-type: none"> • Creación de un impuesto a las transacciones en el Mercado Mayorista • Asignación de recursos provenientes de las empresas de generación en manos del Estado • venta de activos de generación en poder del Estado 	CNE
	Fortalecer las condiciones de transparencia y previsibilidad en la administración del FODIEN. Un componente del programa PERZA realizaría un estudio en este sentido.	CNE
Poner en marcha un Plan de Desarrollo de Electrificación Rural	Evaluar el PLANERAC de acuerdo a prioridades criterios básicos de política adoptados y realizar los ajustes necesarios	CNE
	Identificar participantes, actores y demás interesados y canales e instancias de coordinación necesarios	CNE
	Analizar opciones de financiamiento	CNE
	Identificar barreras adicionales para su implementación y opciones de solución	CNE

4. Impulsar la integración eléctrica regional		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Armonizar regulación nacional con normas regionales	Adecuar Normativa de Operación para: <ul style="list-style-type: none"> • considerar ofertas de oportunidad asociadas a contratos o debidas a excedentes y disposición a retirar oferta nacional por parte del CNDC • adecuar los predespachos nacionales a la normativa del EOR • nominar los contratos internacionales como financieros, de acuerdo al MER 	INE/ CNDC/ CO
	Adecuar Normativa de Transporte para: <ul style="list-style-type: none"> • incluir los ingresos en la remuneración del transportista • imputar adecuadamente los ingresos por pérdidas 	INE/ ENTRESA-CNDC/ CO

4. Impulsar la integración eléctrica regional		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Promover eliminación de obstáculos técnicos a los intercambios	Adecuar el equipamiento de control y seguridad <ul style="list-style-type: none"> • Determinar el estado de los sistemas de control a partir de la información existente y auditar las instalaciones. • Determinar presupuestos y elaborar un plan de acción para completar el equipamiento. • Instalar equipamiento para cumplimentar normativa de calidad y seguridad del MER 	INE/ ENTRESA-CNDC/ CO
	Establecer sistema de medición comercial según las exigencias del Reglamento Transitorio del EOR <ul style="list-style-type: none"> • Recolectar la información sobre el sistema de medición comercial existente, realizar las correspondientes auditorías y establecer los requerimientos para cumplir con la normativa existente. • Determinar la responsabilidad de cada tipo de agentes para completar el equipamiento. • Incorporar los equipos requeridos por el EOR para las transacciones internacionales 	INE/ ENTRESA-CNDC/ CO
	Realizar estudios eléctricos que permitan la plena utilización de las líneas de interconexión <ul style="list-style-type: none"> • Recolectar toda la información necesaria para la realización de estudios eléctricos del sistema nacional • Realizar estudios eléctricos para precisar capacidad de líneas del sistema nacional • Realizar estudios eléctricos para precisar capacidad de líneas de interconexión con países vecinos 	INE/ ENTRESA-CNDC/ CO
Fortalecer capacitación técnica de los organismos que participan en la integración	Desarrollar e implementar Programa de Capacitación INE/ENTRESA-CNDC / Normativa MER	INE/ ENTRESA-CNDC/ CO
	Fortalecer vínculos de los Organismos Nacionales con sus equivalentes en los países de la región, así como con los Organismos Regionales	INE/ ENTRESA-CNDC/ CO

5. Diversificar Fuentes de Generación Eléctrica		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Diseñar instrumentos regulatorios que permitan el desarrollo de proyectos de fuente renovable	<p>Alentar la participación de energía renovable en los contratos de abastecimiento de las distribuidoras</p> <ul style="list-style-type: none"> Incluir energía renovable en las licitaciones de compra de energía y potencia Evaluar opciones de tratamiento diferenciado para los recursos renovables en dichas licitaciones 	CNE
	<p>Completar un régimen fiscal para los recursos renovables equiparable al que rige para generación térmica</p>	CNE
Impulsar un nuevo marco legal e institucional para el agua	<p>Participar activamente en el proceso de elaboración del proyecto de Ley General de Aguas, proveyendo comentarios y propuestas e impulsando su tratamiento</p>	CNE / INE
	<p>Participar en el tratamiento legislativo del proyecto de ley, impulsando su sanción</p>	CNE / INE
Promover la realización de estudios y la recopilación y organización de información relevante	<p>Realizar estudios técnicos que permitan determinar el potencial de los recursos renovables y la evaluación de futuros proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Identificar sitios en que sea posible el aprovechamiento de biomasa Actualizar estudios sobre potencial eólico Continuar los estudios de aprovechamiento de recursos hidráulicos para el desarrollo de pequeñas centrales en sistemas aislados Continuar los estudios de centrales hidroeléctricas de mayor envergadura Organizar y actualizar la cartera de proyectos de fuente renovable 	CNE
	<p>Impulsar el Sistema de Información Energética de Nicaragua (SIEN) y el Centro de Documentación CNE</p>	CNE

6.Promover la Eficiencia Energetica		
Acciones	Acciones específicas y Actividades	Institución Responsable
Capacitación tecnológica a consumidores	Brindar Asistencia Técnica	CNE-empresa privada
Fortalecimiento Recurso Humano	Impartir cursos, talleres	CNE-empresa privada
Administración de la Energía	Establecer normas, patrones, indicadores	CNE-empresa privada
Divulgación y promoción	Eventos, ferias, seminarios etc.	CNE-empresa privada
Incentivar participación del sector privado	Eventos, ferias, seminarios, cursos, talleres	CNE-empresa privada

ANEXO: BIBLIOGRAFÍA

Documentos y estudios de referencia para la elaboración de la Estrategia

ACDI (Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional), Plan Nacional de Electrificación Rural en las Áreas Concesionadas (PLANERAC), elaborado para la CNE por Consorcio PREEICA, Managua, febrero de 2003.

BM/ESMAP, Proyecto de Estrategia de Políticas para la Promoción de Fuentes de Energía Renovable, Evaluación de la incorporación de la energía eólica, Resumen y Conclusiones, versión preliminar, 2003

BID/NORAD, Proyecto Formulación de Políticas Energéticas Indicativas, elaborado para la CNE por Statkraft Groner, Agosto de 2001.

BID/NORAD, Proyecto Plan de Negocios de la CNE, componente del Proyecto Formulación de Políticas Energéticas Indicativas, elaborado para la CNE por Statkraft Groner, Managua, Agosto de 2001.

BID, Análisis de la Organización institucional de la Dirección de Electrificación Rural, preparado para la CNE por NRECA Internacional Ltd., Managua, octubre de 2001.

BID, Elementos estratégicos para el sector energía en América Latina y el Caribe, septiembre 18, 1998.

CNE, Barreras a la inversión en energías renovables, versión borrador.

CNE, Borrador Estrategias para la promoción de energías renovables, versión borrador.

CNE, Propuesta de Política Energética de Nicaragua, febrero de 2003, versión borrador.

CNE, Política Energética Nacional, Septiembre de 2003.

CNE, Plan Indicativo Inicial, Septiembre de 2001 y Plan Indicativo 2003, versión borrador.

CNE, Balance Energético Nacional 2001, Noviembre de 2002.

CNE, Información para inversionistas del sector eléctrico, 2001.

CNE, Borrador Propuesta de Manual de Funciones, Managua, abril de 2002.

CNE, Estrategia Nacional de Desarrollo, "Conglomerado de Energía", versión borrador, julio de 2003.

Gobierno de Nicaragua, Estrategia Nacional de Desarrollo: borrador para discusión, diciembre de 2002.

Villagrán, Eduardo, Política de Electrificación Rural en Nicaragua: Informe Final, preparado para la CNE, contrato GEF PPG-TF 050821, 15 de mayo de 2003.

∴ Bibliografía. . .

De Trinidad, María Engracia, Situación y perspectivas de la biomasa en Nicaragua: Resumen Ejecutivo, preparado para CNE, marzo de 2003.

USAID, Lineamientos para el Desarrollo Integral del Sector Eléctrico, Informe borrador, elaborado para CNE, INE y ENTRESA/CNDC por PA Consulting Group, Octubre de 2002

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). "Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2000)".

"Ley de la Industria Eléctrica". Ley No. 272, publicada en la Gaceta, Diario Oficial, No.74 del 23 de abril de 1998. www.ine.gob.ni/electricidad/leyes y reglamentos del sector eléctrico.

"Reglamento Ley de la Industria Eléctrica". Decreto 42-98 publicado en la Gaceta, Diario Oficial, del 23 de junio de 1998 y reformas mediante Decreto 128-99 publicadas el 11 de diciembre de 1999. www.ine.gob.ni/electricidad/leyes y reglamentos del sector eléctrico.

Ley Orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

Ley General del Medio Ambiente y lo Recursos Naturales y su Reglamento (Gaceta N° 105 del 6 de junio de 1996).

Ley General Sobre la Explotación de Nuestras Riquezas Naturales (Gaceta 83, del 17 de abril de 1,958)

Ley 443 de Exploración y Explotación de Recursos Geotérmicos (Gaceta 222, del 21/11/2002) y Reglamento (Gaceta No. 11, 16 de enero de 2003)

Ley 467 de Promoción al Sub-Sector Hidroeléctrico, de fecha 9 de julio de 2003.

Reglamento Interno de la CNE, Resolución No. 01-2000, Managua, 14 de abril de 2000.

Acuerdo Presidencial No. 279-2002 Política Especifica para apoyar el desarrollo de los recursos Eólicos e Hidroeléctricos a Filo de Agua. (La Gaceta 9 de Junio del 2002).

Proyecto de Ley Promoción del Subsector Hidroeléctrico de Nicaragua, iniciativa del Presidente de la República, de fecha 28 de marzo de 2003.

Instituto Nicaragüense de Energía (INE). "Normativas del Sector Eléctrico", www.ine.gob.ni/electricidad/normativas del sector eléctrico

Instituto Nicaragüense de Energía (INE). "Marco Regulatorio del Sector Eléctrico", www.ine.gob.ni/electricidad/marco regulatorio. Enero 1999.